



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia 2030



2006 - 2007



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia 2030



2006 - 2007



Ministério das Minas e Energia – MME

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva
Nelson Jose Hubner Moreira (interino)

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 3319 5299 Fax : (55 61) 3319 5067
www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Bioenergia

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede: SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar | 70051-903
Brasília – DF
Escritório Central: Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar 20090-003
Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100 | Fax : (55 21) 3512 3199
www.epe.gov.br

Catálogo na Fonte **Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica**

Brasil. Ministério de Minas e Energia.

Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética . _ Brasília : MME : EPE, 2007.

12 v. : il.

Conteúdo: v. 1. Análise retrospectiva – v. 2. Projeções – v. 3. Geração hidrelétrica – v. 4. Geração termelétrica a partir de Petróleo e derivados – v. 5. Geração termelétrica a partir do gás natural – v. 6. Geração termelétrica a partir do carvão mineral – v. 7. Geração termonuclear – v. 8. Geração termelétrica a partir da biomassa – v. 9. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes – v. 10. Combustíveis líquidos – v. 11. Eficiência energética – v. 12. Transmissão.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Fonte alternativa de energia. 3. Plano Nacional de Energia Elétrica. I. Empresa de Pesquisa Energética. II. Título.

CDU 621.3(81)“2030” : 338.28

Plano Nacional de Energia **2030**

Geração Hidrelétrica

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann

Coordenação Executiva

Francisco Romário Wojcicki

Iran de Oliveira Pinto

Paulo Altaur Pereira Costa

Departamento de Planejamento Energético

Diretor

Iran de Oliveira Pinto

Consultores

Albert Cordeiro Geber de Melo – CEPEL

Altino Ventura Filho – MME

Antônio Carlos Tatit Holtz – MME

Maria Elvira Piñeiro Maceira – CEPEL

Equipe Técnica

Adriano Jeronimo da Silva

Andrea Figueiredo

Artur Costa Steiner

Christiany Salgado Faria

Eduardo de Freitas Madeira

Fernando Colli Munhoz

Fernando José Ramos Mello

Flávia Xavier Cirilo de Sá

Gilberto Hollauer

Jarbas Raimundo de Aldano Matos

João Antônio Moreira Patusco

John Denys Cadman

José Luiz Scavassa

Osmar Ferreira do Nascimento

Renato Augusto Faria de Araújo

Sophia Andonios Spyridakis Pereira

Vanessa Virgínio de Araújo

Equipe de Apoio

Gilda Maria Leite da Fonseca

Leonardo Rangel de Melo Filardi

Maria Soares Correia

Maurílio Amaro de Souza Filho

Coordenação Editorial

Gabriela Pires Gomes de Sousa Costa

Equipe Editorial

Alex Weiler Magalhães

Ana Klea Sobreira de Moraes

Carlos Teixeira da Silva

Daniele de Oliveira Bandeira

Eduardo Gregório

Paulo Alfredo Perissin

Rafael Santiago de Carvalho

Departamento de Desenvolvimento Energético

Diretora

Laura Porto

Coordenação Geral

Alexandre Ramos

Augusto Machado

Ceres Cavalcanti

Consultor

Paulo Roberto Rabelo Assunção

**Departamento de Outorgas de Concessões,
Permissões e Autorizações**

Diretor

Sidney do Lago Júnior

Equipe Técnica

Celso Luiz Fioravanti dos Santos

Dirceu Bonecker de Souza Lobo Júnior

Gilberto Aristeu Beltrame

Jefferson Chaves Boechat

José Carlos Vilela Ribeiro

Maurício de Oliveira Abi-chahin

Ticiano de Freitas Sousa

Willian Rimet Muniz

Apresentação

O Plano Nacional de Energia - PNE 2030 tem como objetivo o planejamento de longo prazo do setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas.

Ele é composto por uma série de estudos que buscam fornecer insumos para a formulação de políticas energéticas segundo uma perspectiva integrada dos recursos disponíveis. Estes estudos estão divididos em volumes, cujo conjunto forma o PNE 2030.

O presente volume é parte integrante desse conjunto de estudos e constitui-se de quatro notas técnicas referentes ao tema Geração Hidrelétrica. Estas notas técnicas foram produzidas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Na concepção do referido plano, bem como para os aperfeiçoamentos necessários e, sobretudo, para garantir os melhores resultados possíveis, um dos requisitos mais importantes foi a divulgação dos estudos prévios pelo MME através de seminários. Esta divulgação assegurou uma efetiva participação dos agentes setoriais e da sociedade, permitindo assim maior amplitude e enriquecimento ao processo de planejamento.

Assim, o MME realizou nove seminários para a apresentação dos resultados intermediários, à medida em que os estudos do PNE 2030 iam sendo elaborados pela EPE. O primeiro seminário ocorreu em abril de 2006 e, o último, em novembro do mesmo ano.

O seminário de Geração Hidrelétrica, que ocorreu juntamente com outras fontes renováveis, aconteceu no dia 27 de abril de 2006. As contribuições deste seminário foram enviadas para o MME e, quando pertinentes, foram incorporadas a este volume.

O presente volume está dividido em quatro Notas Técnicas, listadas a seguir:

1. Avaliação das Perspectivas de Aproveitamentos dos Recursos Hídricos Nacionais ;
2. Potencial Hidrelétrico Brasileiro;
3. Caracterização Técnico-Econômica;
4. Avaliação dos Impactos Sócio-Ambientais.

Destaca-se nestas notas técnicas, conforme descrito na NT “Potencial Hidrelétrico Brasileiro”, que o Brasil forma parte do grupo de países em que a produção de eletricidade é maciçamente proveniente de usinas hidrelétricas, pois esta representa cerca de 75% da potência instalada no país, e gerou 93% da energia elétrica requerida no Sistema Interligado Nacional em 2005.

Deve ser ressaltado também, que cerca de apenas 30% do potencial hidrelétrico nacional já foi explorado, percentual este bem menor do que o observado nos países industrializados.

O potencial estimado de 261,4GW, é o mesmo estimado pelo Plano 2015, elaborado pela ELETROBRAS em 1994, sendo que, deste montante, cerca de 43% se encontra na região Norte.

Conforme descrito também na NT “Avaliação das Perspectivas de Aproveitamento Hidrelétrico ” , haveria um potencial a explorar de até 90 GW com custo de investimento inferior a US\$ 1200/kW, custos estes referentes a aproveitamentos estudados a nível de inventário. Os orçamentos mais recentes sugerem que os custos de investimento, excluídos custos ambientais extraordinários, podem ter-se reduzido, podendo isso ser atribuído a avanço na técnica construtiva.

Como auxílio à elaboração destas notas técnicas, que compõem um dos estudos da oferta de energia que subsidiarão a elaboração do PNE 2030, a EPE promoveu, no seu escritório central, uma série de reuniões temáticas entre os meses de fevereiro e março de 2006. Em cada reunião, houve a participação de especialistas, estudiosos e profissionais reconhecidamente competentes em relação ao tema objeto da reunião. No dia 23 de fevereiro teve lugar o tema “Energia Hidraulica”, e foram convidados os senhores: José Luiz Alqueres – Alstom do Brasil; Altino Ventura Filho – Consultor e ex Presidente da Eletrobras; Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho-ANA; Jose Antonio Muniz Lopes – Consultor e ex-Presidente da Eletronorte; Norma Vilela – Furnas; Roberto Pereira d’Araujo – Consultor e ex-Diretor do Instituto Ilumina. Os depoimentos e os esclarecimentos colhidos nessa reunião foram especialmente importantes, seja por sua relevância intrínseca, dada a qualificação dos profissionais convidados, seja por sua atualidade.

Tal processo despendeu esforço de um sem número de profissionais, estudiosos e interessados no tema e, ainda que tais esforços cumpram com seu objetivo, como todo trabalho de natureza complexa, cíclica e, necessariamente, vinculada a um horizonte temporal, o PNE e seus estudos correlatos estão sujeitos a atualizações e aperfeiçoamentos, sendo necessário refazê-los periodicamente.

Assim, com a publicação deste volume, o Ministério de Minas e Energia busca apresentar à sociedade o resultado de estudos que constituem a gênese de um processo que culminará com a publicação do Plano Nacional de Energia – 2030, este que é uma das principais formas de materialização do planejamento energético de longo prazo brasileiro que, paulatinamente, caminha rumo a uma mais intensa e efetiva participação da sociedade em sua elaboração.



SUMÁRIO GERAL

AVALIAÇÃO DAS PERSPECTIVAS DE APROVEITAMENTO DOS RECURSOS HÍDRICOS NACIONAIS.....	11
GERAÇÃO HIDRELÉTRICA POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO	65
GERAÇÃO HIDRELÉTRICA CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA.....	95
AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SÓCIOAMBIENTAIS	133

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Juarez Castrillon Lopes
Renato Pinto de Queiroz

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia

Colaboração

John Denys Cadman (consultor do MME)
Paulo Roberto Amaro (EPE)

AVALIAÇÃO DAS PERSPECTIVAS DE APROVEITAMENTO DOS RECURSOS HÍDRICOS NACIONAIS

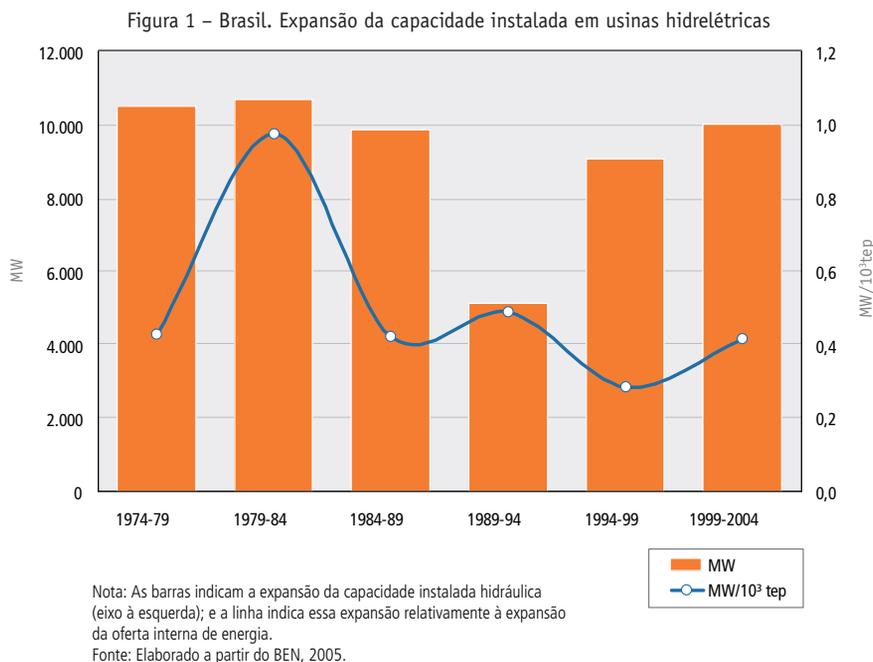
SUMÁRIO

1.	Introdução	13
2.	Disponibilidade dos recursos hídricos	15
2.1.	Contextualização.....	15
2.2.	Potencial	17
2.3.	Interligações.....	20
2.4.	Usos múltiplos da água	22
2.5.	Outras considerações	26
3.	Cenário tecnológico	26
3.1.	Considerações iniciais	26
3.2.	Turbinas bulbo.....	27
3.3.	Recapacitação e modernização	28
3.4.	Transmissão	29
4.	Aspectos socioambientais	29
5.	Perspectivas do potencial hidrelétrico a aproveitar	32
5.1.	Introdução.....	32
5.2.	Custos.....	33
5.3.	Potencial da bacia do Amazonas	34
5.4.	Potencial da bacia do Tocantins/Araguaia	38
5.5.	Potencial das demais bacias.....	42
5.6.	Resumo	54
6.	Potencial de geração	55
7.	Resumo e conclusões.....	58
7.1.	Considerações iniciais	58
7.2.	Usos múltiplos e aspectos ambientais	58
7.3.	Aspectos tecnológicos	59
7.4.	Bacia do Amazonas	59
7.5.	Potencial de geração hidrelétrica	60
8.	Referências bibliográficas.....	61

1. Introdução

Nos últimos 30 anos, a oferta primária de energia hidráulica no mundo evoluiu concentradamente em duas regiões: Ásia, com destaque para a China, e América Latina, com destaque para o Brasil”. Com efeito, segundo o *Key World Energy Statistics* (IEA, 2005), em 1973 essas duas regiões respondiam por cerca de 10% da produção mundial de hidreletricidade, proporção que se elevou para pouco mais de 31% em 2003.

No Brasil, em particular, entre 1974 e 2004, conforme dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2005), a potência instalada em usinas hidrelétricas foi acrescida de 55.275 MW, evoluindo de 13.724 MW para quase 69.000 MW, entre os dois anos indicados. A Figura 1 ilustra a evolução da capacidade de geração hidrelétrica no Brasil nos últimos 30 anos.



Em termos nominais e relativos, essa evolução esteve concentrada no início da década dos 80, quando o mundo sofria as conseqüências dos choques no preço do petróleo ocorridos na década anterior e se instalavam no país grandes indústrias eletro-intensivas. Em contraposição, no final dos anos 90, apesar de nominalmente elevada, a expansão hidrelétrica foi relativamente pequena, se comparada com a expansão da oferta interna de energia, refletindo as incertezas provocadas pelas alterações institucionais empreendidas na tentativa de enfrentar as dificuldades no financiamento dos investimentos. Uma conseqüência da expansão modesta nesses anos foi o racionamento vivenciado em 2001-2002 por grande parte do sistema elétrico interligado.

Contudo, ao tempo em que a expansão da geração hidráulica “transferia-se” para os países emergentes com grande potencial a explorar, cresciam também, e em escala mundial, as pressões ambientais contra esse tipo de fonte. Na verdade, tais pressões dirigiram-se contra as hidrelétricas de grande porte, do que é

evidência a declaração, apresentada pela organização não-governamental *International Rivers Network* na conferência *Renewables 2004*, realizada em Bonn, Alemanha, pela qual pretendeu que fossem excluídas da classificação de fonte de energia renovável as usinas hidráulicas com potência superior a 10 MW¹.

Interessa notar que, de uma forma geral, países economicamente desenvolvidos apresentam uma taxa de aproveitamento de seu potencial hidráulico bastante superior à dos países em desenvolvimento. Conforme assinalado na nota técnica sobre a caracterização técnico-econômica da geração hidrelétrica (EPE, 2006b), “são notáveis as taxas de aproveitamento que apresentam França, Alemanha, Japão, Noruega, Estados Unidos e Suécia em contraste com as baixas taxas observadas em países da África, Ásia e América do Sul – nesta, com exceção do Brasil”.

Essas pressões, portanto, afetam diretamente países em desenvolvimento, que demandam energia para seu desenvolvimento em volumes significativos e crescentes, e, em especial, China e Brasil, pelo importante potencial hidrelétrico de que ainda dispõem.

Na China, essas pressões parecem que, ainda, não produziram conseqüências maiores, a julgar pela forte expansão hidrelétrica em curso já há alguns anos. Cabe reproduzir texto da nota técnica sobre o potencial hidrelétrico chinês (EPE, 2006a):

Na China, em particular, o governo tem demonstrado a determinação de desenvolver, tanto quanto possível, os recursos hidrelétricos do país. Embora datada de 1997, a constatação de Razavi (1997) permanece válida e atual: “essa determinação está demonstrada no fato de estarem em construção [no país] cerca de 80 usinas hidrelétricas e na decisão governamental de prosseguir com a instalação de um projeto extramente desafiador como Três Gargantas. O projeto de Três Gargantas constitui-se na maior usina em todo o mundo, com um investimento estimado de US\$ 28 bilhões e a instalação de 26 unidades geradoras com capacidade de 700 MW, cada, totalizando 18.200 MW. A conclusão do projeto está prevista para 2009”.

Essa visão é corroborada pelas informações da UNIDO (2004): a China atualmente é o país que apresenta o maior nível de atividade de desenvolvimento de hidrelétricas no mundo. Além de Três Gargantas, estão em construção os projetos de Ertan (3.300 MW) e de Xiaolangdi (1.800 MW). No total, está em construção na China a potência de 50.000 MW, dobrando a capacidade instalada existente no país. Além disso: a construção de quatro grandes projetos hidrelétricos começará brevemente (Xiluodo, 14.400 MW; Xiangjiaba, 6.000 MW; Longtan, 4.200 MW e Xiaowan, 4.200 MW). A implementação de 80.000 MW hidrelétricos adicionais está planejada, incluindo 13 instalações na parte alta do rio Amarelo e 10 ao longo do rio Hongshui.

Mas, não só grandes projetos fazem parte dos esforços chineses. De acordo com Shuhua e Wenqiang [s.d.], do Institute for Techno-Economics and Energy System Analysis – ITEESA, entre 2005 e 2015 a capacidade instalada em PCH no país evoluirá de 28.000 para 37.000 MW, uma expansão que indica uma média de instalação superior a 1.000 MW por ano.

1 Ver a respeito “Letter to Ken Newcombe”, gerente do Prototype Carbon Fund do Banco Mundial e o artigo “Tropical Hydropower is a Significant Source of Greenhouse Gas Emissions”, ambos os textos disponíveis em <<http://www.irn.org>>. Ver também NATTA’s Journal Renew, n. 153, jan-fev 2005, disponível em <<http://eeru.open.ac.uk>>.

No Brasil, contudo, vários desafios têm sido colocados para incremento da expansão hidrelétrica. É emblemático também que os prazos para obtenção das licenças ambientais tornam-se cada vez mais longos. Em parte, isso pode ser atribuído à qualidade questionável de vários estudos ambientais. Mas, é também verdade que a acuidade e a profundidade desses estudos não são garantia de processo mais célere, ainda que as demandas e os condicionantes derivados do processo ambiental possam estar atendidos.

Quando se tem em conta que dois terços do território nacional está coberto por dois biomas de alto interesse do ponto-de-vista ambiental, como o são a Amazônia e o Cerrado, e que 70% do potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar localizam-se nesses biomas, pode-se antever grandes dificuldades para a expansão da oferta hidrelétrica. Dificuldades que são ampliadas por uma abordagem que se apóia em uma ótica ultrapassada, pela qual projetos hidrelétricos, por provocarem impactos socioambientais, não podem constituir-se em elementos de integração e inclusão social, e também de preservação dos meios naturais.

Muitas áreas no entorno de vários reservatórios já instalados no país estão hoje, em muitos casos, entre as mais bem conservadas, inclusive com relação à biodiversidade. Programas de salvamento da flora e da fauna (e também de sítios arqueológicos), desenvolvidos quando da implantação da barragem, são, muitas vezes, a garantia de conservação de elementos chave do bioma atingido. No aspecto sócio-econômico, é emblemático o efeito de projetos mais recentes, em torno dos quais os núcleos urbanos apresentam índices de desenvolvimento humano geralmente superiores aos da região na qual se inserem.

Por óbvio, o desenvolvimento de qualquer potencial hidráulico deve cuidar para que os impactos ambientais provocados sejam mitigados. Além disso, deve-se avançar na direção de fazer com que um aproveitamento desse tipo possa ser um elemento de integração regional. Dito de outro forma, não se pode, liminarmente, descartar o desenvolvimento de um potencial hidráulico com base nos argumentos simplificados que têm sido levantados contra a instalação de usinas hidrelétricas de maior porte. Do contrário, estar-se-á abrindo mão do aproveitamento de um potencial renovável e de baixo custo. Os impactos ambientais para as gerações futuras devem ser confrontados com os custos futuros mais altos que essas gerações pagarão pela energia, com os impactos ambientais produzidos pela opção que for escolhida (sim, porque todas as fontes de energia produzem impacto ambiental) e, inclusive, com a eventual escassez futura da energia.

Os países desenvolvidos desenvolveram, em geral, seu potencial hidrelétrico. Países em desenvolvimento procuram ainda desenvolver o potencial que dispõem, a exemplo da China e da Índia. O Brasil, detentor de um dos maiores potenciais do planeta, deve (ou pode) renunciar a essa alternativa? É a questão que se coloca e para qual esta nota técnica procura trazer elementos que possam contribuir para a resposta.

2. Disponibilidade dos recursos hídricos

■ 2.1. Contextualização

O aproveitamento dos recursos hídricos, tanto para geração elétrica como para abastecimento d'água (urbano, industrial, rural, animal), irrigação, transporte, lazer, turismo, pesca e outros usos, é um vetor importante de desenvolvimento regional e deve ser planejado considerando os interesses de uso dos diversos agentes.

Particularmente para a geração de energia elétrica, a exploração desses recursos tem suscitado muitas polêmicas², principalmente com relação aos impactos socioambientais gerados. A EPE tem procurado situar o problema de forma abrangente, realizando avaliações ambientais integradas, as chamadas AAI, de diversas bacias hidrográficas e interagindo com o Ministério do Meio Ambiente - MMA, as agências de água e energia elétrica (Agência Nacional de Águas – ANA e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), os órgãos licenciadores federal e estaduais (no plano federal, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA), com a Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente – ABEMA, agentes do setor de energia elétrica e da sociedade em geral (EPE, 2006c).

O Plano 2015 (Eletrobrás, 1992) estimou o potencial de geração hídrica no Brasil em 260 mil MW (Plano 2015, Projeto 4, p. 4)³. Atualmente, considerando o potencial cuja concessão já foi outorgada (usinas em operação, em construção e em processo de licenciamento), pouco mais de 30% estão explorados⁴. O potencial a aproveitar é de cerca de 126.000 MW, excluído o potencial estimado, dito remanescente não individualizado, isto é, avaliado a partir de cálculos teóricos, sem a identificação, mesmo que imprecisa, do possível barramento. Desse total, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia.

Conforme apresentado no seminário temático dos estudos do PNE 2030 que tratou da geração hidrelétrica (EPE, 2006d), cenários tendenciais indicam que, em 2030, o consumo de energia elétrica poderá se situar entre 950 e 1.250 TWh/ano, o que poderá exigir a instalação de uma potência hidrelétrica adicional expressiva. Mesmo que se dê prioridade absoluta para a expansão da oferta por meio de hidrelétricas, ainda assim a instalação de 120 mil MW, elevando para 80% o uso do potencial, poderia não ser suficiente para atender à demanda por energia nesse horizonte. Esse quadro sinaliza, de certa forma, uma perspectiva de esgotamento a longo prazo do potencial hidrelétrico nacional. Acrescente-se a esse quadro as questões de natureza socioambiental e a conclusão natural é que há, de fato, nas atuais condições tecnológicas e regulatórias, restrições objetivas para o desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro.

Dessa forma, a par da prioridade que possa merecer a hidreletricidade na expansão da oferta do sistema elétrico⁵, é lícito admitir que outras fontes deverão compor essa expansão, aproveitando-se da diversidade de características existente, procurando-se garantir o abastecimento e atingir custo e impactos ambientais mínimos e incluindo a possibilidade de incorporação, pelo lado da demanda, da parcela viável de eficiência energética que pode ser implementada.

É nessas condições de contorno que se insere a avaliação do potencial de geração de energia a partir de recursos hídricos no horizonte até 2030.

2 Ver, por exemplo, <<http://www.riomadeiravivo.org/>>, acesso em 19 de julho de 2006.

3 Deve-se considerar, contudo, que cerca de 10.000 MW incluídos nesta avaliação do potencial hidrelétrico brasileiro correspondem a usinas de ponta, isto é, que não contribuem para o atendimento da demanda de energia, oferecendo somente flexibilidade para o gerenciamento da oferta visando sua adequação à curva de carga do sistema.

4 Nas condições especificadas, o potencial explorado é de quase de 80.000 MW, dos quais cerca de 70.000 MW correspondem a usinas já em operação em dezembro de 2005.

5 A prioridade da energia hidráulica na expansão é justificas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015: “a fonte hidrelétrica se constitui numa das maiores vantagens competitivas do país, por se tratar de um recurso renovável e com possibilidade de ser implementado pelo parque industrial brasileiro com mais de 90% (noventa por cento) de bens e serviços nacionais” (EPE, 2006e, p. 74).

■ 2.2. Potencial

Para melhor situar a análise espacial do potencial dos recursos líquidos, tomou-se como referência a divisão hidrográfica brasileira, recentemente oficializada pela ANA (Gondim, 2006). A Figura 2, reproduzida de material publicizado por essa agência, informa a referida divisão hidrográfica.

Cada uma dessas bacias está subdividida em sub-bacias. O potencial hidrelétrico existente em cada uma delas é bastante diferenciado, como demonstra a Figura 3, reproduzida do “Atlas de Energia Elétrica do Brasil” (ANEEL, 2002).

A análise comparada dessa figura com a Figura 4, também reproduzida do mesmo Atlas e em que se observa a taxa de aproveitamento do potencial por sub-bacia, ratifica que:

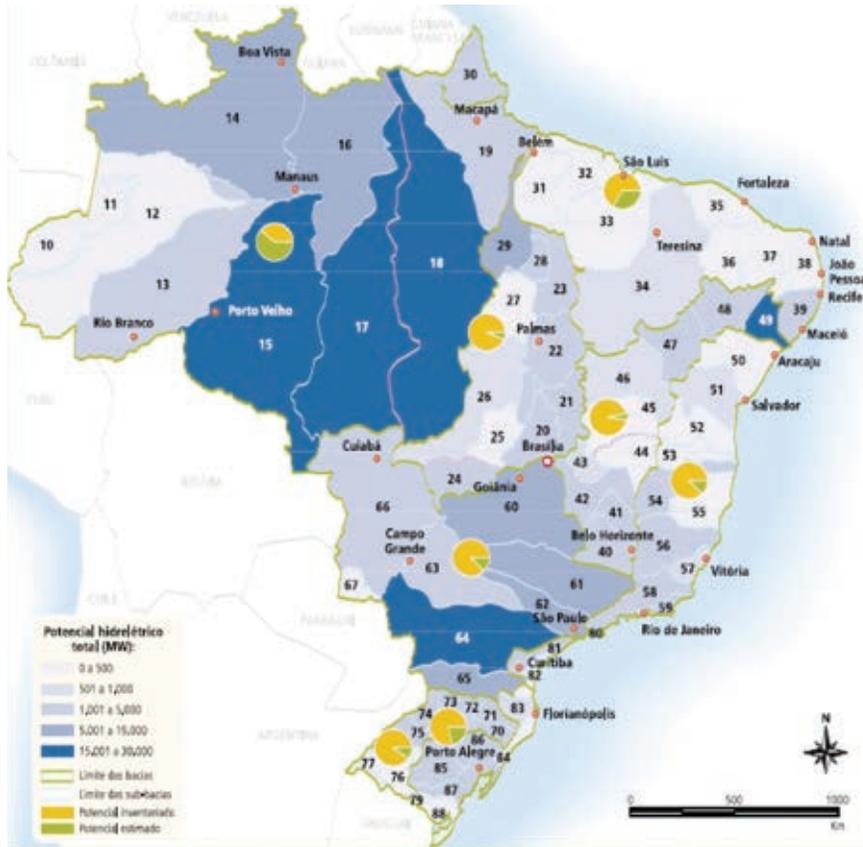
- o grande potencial disponível nas regiões Sudeste e Nordeste já foi basicamente explorado, embora ainda remanesça um potencial a explorar nessas regiões;
- o nível de conhecimento (estudos, inventário, viabilidade) do potencial a explorar é ainda relativamente pequeno;
- grande parte do potencial hidrelétrico a explorar concentra-se nas regiões Norte e Centro-Oeste.

Figura 2 – Brasil. Divisão hidrográfica da ANA



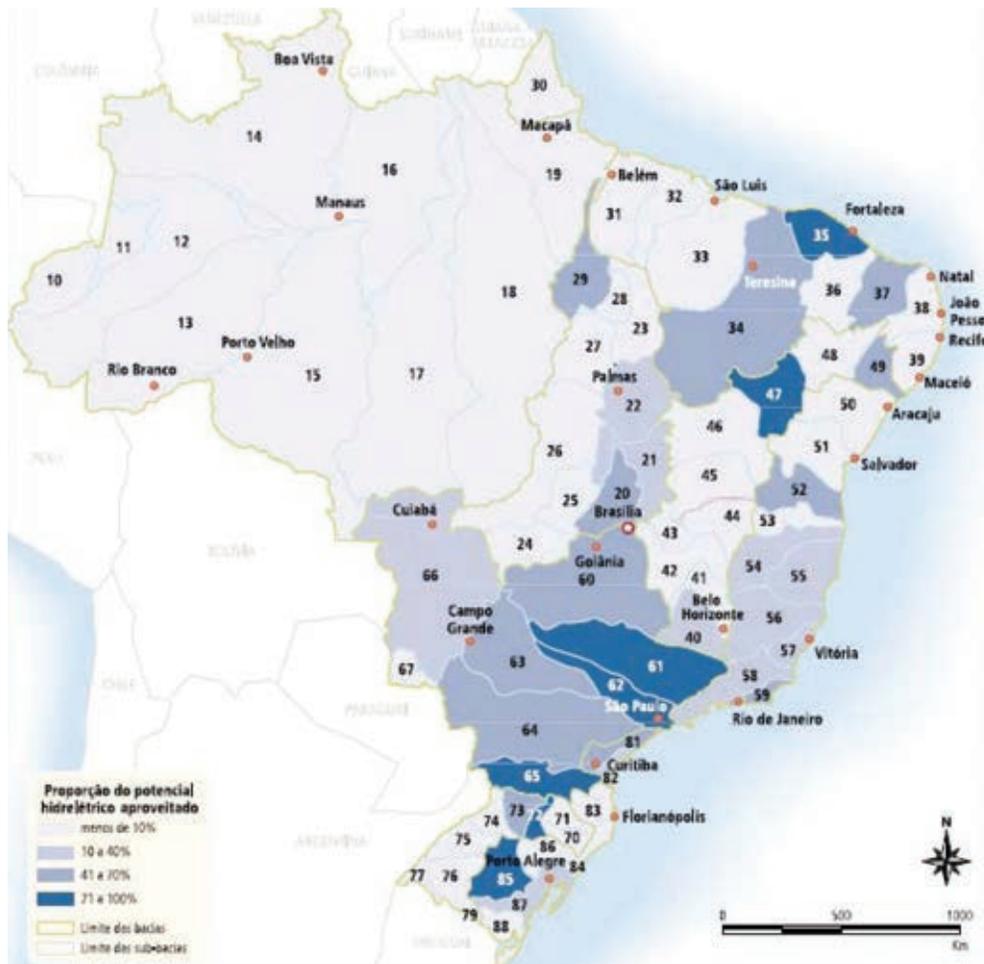
Fonte: ANA, 2006.

Figura 3 – Brasil.
Potencial hidrelétrico por sub-bacia hidrográfica da ANEEL



Fonte: ANEEL, 2006.

Figura 4 – Brasil.
Taxa de aproveitamento do potencial hidrelétrico por sub-bacia da ANEEL (situação em março de 2003)



Fonte: ANEEL, 2006.

De fato, conforme comprovam as estatísticas reproduzidas na Tabela 1, mais de 80% da potência instalada em hidrelétricas no país estão nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul, as principais formadoras do Sistema Interligado Nacional. Esse quadro não se justifica pelo acaso: a razão dessa distribuição pode ser encontrada nas estatísticas apresentadas na Tabela 2, sobre o consumo de energia em cada região. A maior parte do consumo (88%) concentra-se também nessas três regiões.

Tabela 1 – Potência instalada em hidrelétricas por região (2004)

Região	MW	%
Norte	7.524	11%
Nordeste	10.386	15%
Sudeste	23.304	34%
Sul	18.885	27%
Centro-Oeste	8.899	13%
Total	68.999	100%

Nota: metade da potência da Usina de Itaipu está incluída na região Sul.
Fonte: Balanço Energético Nacional, EPE, 2005.

Tabela 2 – Consumo de energia elétrica por região (2006)

Região	GWh	%
Norte	20.907	6%
Nordeste	58.002	17%
Sudeste	184.144	54%
Sul	58.143	17%
Centro-Oeste	20.170	6%
Total	341.465	100%

Nota: 1) Dados referentes a 12 meses findos em junho de 2006; e 2) Dados referentes ao mercado de fornecimento (consumidores cativos e livres, exclusive autoprodução).
Fonte: EPE, 2006f.

■ 2.3. Interligações

Grande parte do sistema elétrico brasileiro (98% em termos de geração e carga) encontra-se eletricamente interligado, permitindo um uso otimizado dos recursos energéticos, pelo aproveitamento das diversidades hidrológicas e de mercado existentes entre as bacias e sub-bacias hidrográficas, sistemas e subsistemas elétricos e regiões geográficas. A esse sistema convencionou-se chamar de Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja operação coordenada é centralizada no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O restante da carga constitui um grande número de sistemas isolados, em geral de pequeno porte, localizados na região Norte. Nesse contexto, os maiores sistemas isolados são os de Manaus e do Acre-Rondônia. Conforme o PDEE 2006-2015, esses sistemas, e mais o do Amapá, deverão ser integrados ao SIN no horizonte decenal (EPE, 2006e).

Tomados em conjunto, esses três sistemas significam quase 90% do consumo de energia dos sistemas isolados da região Norte e uma proporção quase tão grande da geração térmica local, basicamente a óleo diesel. Interligar esses sistemas significa oferecer a cerca de 5 milhões de pessoas as mesmas condições de acesso à energia disponíveis em quase todo o resto do país. Além disso, permitirá aproveitar a diversidade hidrológica entre as sub-bacias da Amazônia, notadamente as da margem esquerda do rio Amazonas, e as demais, nas outras regiões. Após essas interligações, os sistemas isolados corresponderão a apenas 0,2% do consumo nacional de energia elétrica (EPE, 2006g).

“O SIN tem tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial” (ONS, 2006). É formado por 535 usinas e subestações e 1.004 linhas de transmissão. “Ao final de 2005, a capacidade instalada no SIN alcançou a potência total de 84.177 MW, dos quais 70.014 MW em usinas hidrelétricas (incluindo 7.000 MW correspondentes a 50% da capacidade instalada da Itaipu Binacional) e 14.163 MW em usinas térmicas (incluindo 2.007 MW de origem nuclear). A capacidade de produção total disponível correspondeu

a 90.447 MW” (ONS, 2006). A Figura 5 oferece uma idéia do porte do SIN. Colocada sobre o mapa da Europa, a rede de transmissão brasileira permitiria uma interligação entre quase todos os países desse continente.

Figura 5 – Rede de transmissão do SIN sobre o mapa da Europa



Fonte: Melo, 2004.

A questão das interligações regionais, vale dizer da transmissão, é de extrema relevância no caso do sistema elétrico brasileiro, por ser ele baseado na hidreletricidade. Essa característica, reforçada pela continentalidade do país, atribui ao sistema de transmissão o papel de um “gerador virtual”, incomum na maioria dos sistemas elétricos existentes no mundo. De fato, a transmissão, no Brasil, agrega energia ao sistema elétrico, isto é, aumenta a disponibilidade que as usinas hidrelétricas ofereceriam se não funcionassem integradas. Para melhor entendimento, cabe reproduzir texto da nota técnica sobre o potencial hidrelétrico brasileiro (EPE, 2006a):

“Tal sistema de transmissão permite aproveitar as diversidades existentes entre os subsistemas, desde a diversidade da carga, definida não só pelo perfil de consumo em cada região, mas também pela continentalidade do sistema, que compreende horários e hábitos de consumo diversos, até, e principalmente, a diversidade hidrológica, também associada à essa continentalidade, que se reflete em regimes pluviométricos diversos. O sistema de transmissão permite a transferência de energia entre os subsistemas, proporcionando uma administração tal dos recursos hidro-energéticos que se constitui em autêntica usina virtual.

Vale dizer, a capacidade energética do sistema interligado é aumentada com a possibilidade de transferência de energia oferecida pelo sistema de transmissão. Santos [s.d.] afirma que o ganho energético proporciona-

do pela interligação dos subsistemas é da ordem de 20% da oferta hidrelétrica total. Kelmann (2002) demonstra que esse ganho é de pelo menos 12%, ou o equivalente a 4.000 MW médios, na configuração em operação em 2002 (...). Isso significa que, para atender a sua demanda atual, o país deveria dispor de um parque gerador adicional de pelo menos 7.500 MW caso os subsistemas não fossem interligados. Esse tipo de benefício tende a ser ampliado na medida do desenvolvimento do potencial da Amazônia.”

■ 2.4. Usos múltiplos da água

Outro aspecto relevante a ser considerado na utilização dos recursos hídricos para geração hidrelétrica envolve sua utilização para outros usos em segmentos diferentes da economia, entre os quais podem ser citados: abastecimento e saneamento (urbano e rural), agropecuário (irrigação e produção animal), indústria, transporte, pesca, turismo e lazer e etc.

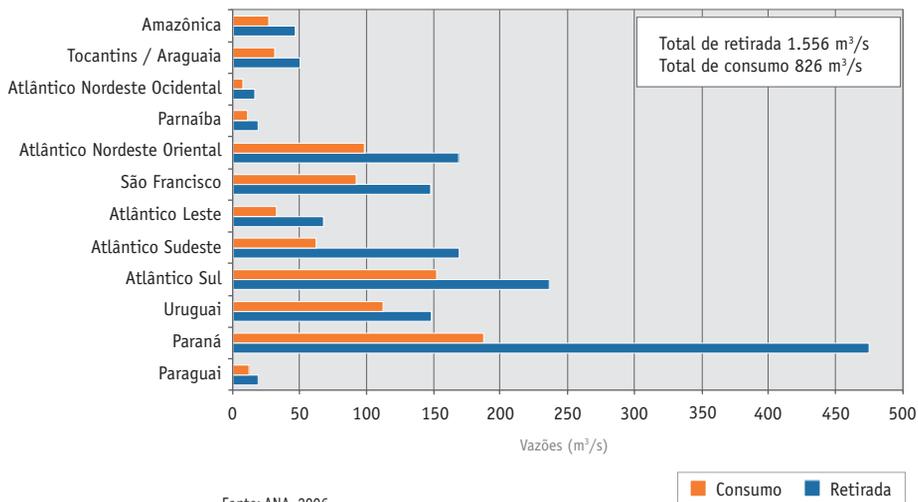
A Lei nº 9.433, de 08 de janeiro de 1997, instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (ANA, 2005, p. 5)⁶. Os aproveitamentos hidrelétricos passaram a ser sujeitos à outorga de direito de uso, assim como outros usos que “alterem o regime, a quantidade ou a qualidade da água” (art. 12 da Lei nº 9.433/97).

A Lei nº 9.433/97 estabeleceu, também, o princípio dos usos múltiplos da água como uma das bases da Política Nacional de Recursos Hídricos. Dessa forma, os diferentes setores usuários de recursos hídricos passaram a ter igualdade de direito de acesso à água, com exceção da prioridade reconhecida para o abastecimento público e para a dessedentação de animais, nesse caso em situações de escassez (ANA, 2006). Os demais usos, incluindo a geração de energia elétrica, não têm ordem de prioridade definida. Desde então, com o crescimento da demanda por água para os mais variados usos, tornou-se mais evidente uma série de conflitos de interesses, cuja administração é um desafio que se coloca para a agência federal de águas (ANA, 2006).

Nessas condições, na avaliação do potencial hidrelétrico importa considerar a demanda total de recursos hídricos (volume d’água retirado) e, especialmente, o consumo desses recursos (volume d’água que não retorna diretamente ao curso d’água do qual foi retirado). De acordo com a ANA, a demanda total de recursos hídricos no Brasil é estimada em 1.566 m³/s, dos quais 826 m³/s correspondem a consumo. Na Figura 6 pode ser visualizada a demanda discriminada por bacia hidrográfica. Naturalmente, nas bacias onde é maior a ocupação antrópica, as estimativas de retirada e consumo apontam valores maiores.

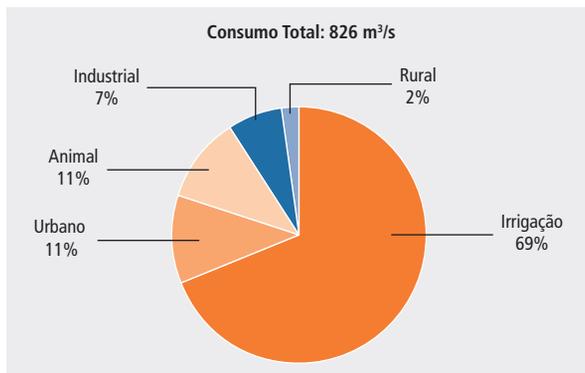
⁶ Uma parte da compensação financeira pagas pelas hidrelétricas financia esse sistema (EPE, 2006e, p. 307).

Figura 6 – Demanda de recursos hídricos no Brasil por bacia



Examinando essa demanda pela ótica do uso, a maior parcela do consumo (mais de dois terços) destina-se à irrigação, seguido do uso urbano, animal, industrial e rural, como mostra a Figura 7. Atividades de transporte, pesca, turismo e lazer não produzem demanda de recursos hídricos, segundo o esquema analítico seguido. Podem, contudo, estabelecer restrições associadas a eventual necessidade de manutenção de vazão e níveis mínimos.

Figura 7 – Estrutura da demanda de recursos hídricos no Brasil



Outro importante instrumento criado, na Lei, com vistas à implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos são os Planos de Recursos Hídricos. Seguindo um modelo de construção participativa, esses planos devem ser definidos por bacias e consolidados ao nível dos estados e do país. Em termos de sua estrutura, compreendem a definição de objetivos, metas e ações a serem alcançados e empreendidos a curto, médio e longo prazo. Devem, ainda, contemplar, entre outros aspectos, diagnóstico da situação atual, alternativas de

evolução e prioridades para outorga de direitos de uso dos recursos hídricos (ANA, 2005, p. 75).

Para o período 2003-2007, a ANA priorizou a elaboração dos planos de recursos hídricos de 14 bacias hidrográficas do país, conforme mostrado na Figura 8 (ANA, 2006).

Não se dispor do plano de recursos hídricos para uma bacia pode, assim, introduzir elementos de incerteza quanto ao aproveitamento do potencial hidrelétrico dessa bacia. Porém, à urgência que pode ter o setor energético, em geral, e o setor elétrico, em particular, com relação a essas definições se contrapõe o processo de elaboração dos planos envolve múltiplas tarefas, caracteristicamente longo e sujeito a controvérsias em razão dos conflitos de interesses a serem conciliados.

Figura 8 – Planos de bacias: programação 2003-2007



Fonte: ANA, 2006.

No desenvolvimento desses processos tem-se procurado incentivar a participação dos setores interessados, como se pode inferir da Figura 9. O objetivo é obter consenso quanto ao aproveitamento múltiplo dos recursos hídricos, aí incluído o uso para a geração de energia elétrica. Se, por um lado, esse processo pode introduzir restrições que resultem em eventual redução do potencial hidrelétrico, por outro pode ter o mérito de obter uma solução que, consultando os interesses da sociedade, seja mais robusta e permanente, minimizando riscos futuros. De fato, uma solução assim construída parece ser melhor do que a introdução de restrições na produção de energia depois de instalado um aproveitamento.

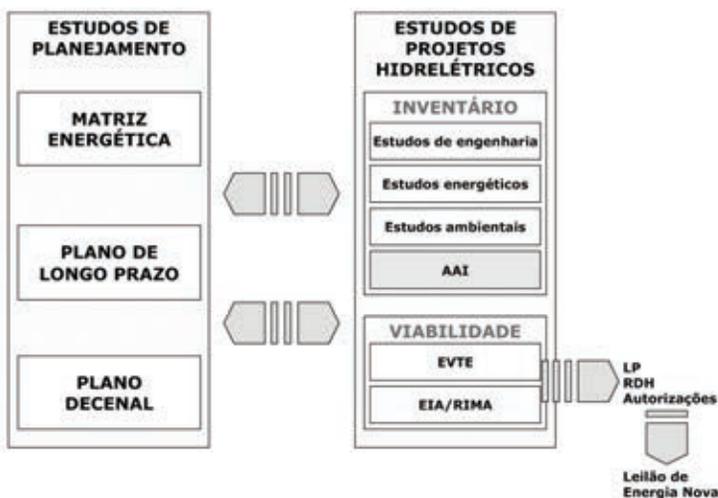
Figura 9 – Processo de formulação de um plano de recursos hídricos



Fonte: ANA, 2006.

A EPE, de várias formas, tem participado desse processo. Uma contribuição relevante é a realização de avaliações ambientais integradas ainda na fase de inventário, como situado na Figura 10. O propósito é viabilizar o aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico da bacia, integrando as diversas usinas, conciliando com o planejamento para outros usos da água e avaliando o conjunto de impactos, inclusive os efeitos cumulativos e sinérgicos.

Figura 10 – Inserção da AAI no processo de planejamento do setor elétrico



Nota: AAI: avaliação ambiental integrada; EVTE: estudo de viabilidade técnico-econômica; EIA: estudo de impacto ambiental; LP: licença prévia (ambiental); e RDH: reserva de disponibilidade hídrica

■ 2.5. Outras considerações

Conforme já salientado, a perspectiva de uma demanda por energia elétrica superior a 1.000 TWh/ano em 2030 poderá exigir uma expansão hidrelétrica significativa. Por outro lado, há as preocupações ambientais, inclusive quanto ao uso múltiplo da água, nesse caso, decorrente de uma eventual redução na oferta do recurso para a geração de energia (Gondim, 2006). Como conseqüência, é admissível o alerta de que, nesse horizonte, poder-se-á definir (e atingir) um limite pragmático (mais baixo) para o potencial hidrelétrico brasileiro aproveitável, criando maior espaço para a penetração de outras fontes na matriz elétrica nacional. Ou ainda, mesmo que tal limite seja atingido além desse horizonte, haveria a necessidade de formular (e adotar) uma estratégia de desenvolvimento de outras fontes, de tal modo que o país possa reunir condições para construir uma transição adequada da expansão baseada na hidreletricidade para outras bases.

Na Amazônia e no Centro-Oeste, onde se concentra o potencial hidrelétrico a aproveitar, a competição pelo uso da água é, ainda hoje, menor que em outras regiões. Contudo, pressões ambientais apoiadas em motivações de outra natureza são mesmo mais fortes. Há a questão do relevo, caracteristicamente de planície, que impõe limitações à extensão dos reservatórios e lança desafios tecnológicos a serem superados, como a combinação de baixas quedas com expressivas vazões afluentes. Há as questões da preservação da biodiversidade e das reservas indígenas, que hoje já representam 25% de ocupação da área regional (EPE, 2006e). Há, ainda, as distâncias a serem vencidas pelos sistemas de transmissão, com elementos técnicos (travessias de rios e áreas de reserva) e ambientais presentes.

Limitar a operação do reservatório das novas usinas como solução para mitigar impactos ambientais é, também, uma opção que carece de análise a um só tempo mais detalhada e abrangente. Com efeito, a introdução crescente de “usinas a fio d’água” (sem regularização sazonal ou plurianual) no sistema, limitando a idéia de “reserva estratégica” (d’ARAUJO, 2006), irá requerer maior flexibilidade operativa dos reservatórios existentes, o que significa maior variação de nível, em termos de amplitude e freqüência, e, também, maior fluxo de intercâmbio inter-regional. Esse “efeito colateral” da solução contraria as premissas sobre as quais ela se construiu.

3. Cenário tecnológico

■ 3.1. Considerações iniciais

Entre as diversas formas de produção de energia elétrica, a hidreletricidade é, de longe, e desde há muito, a que apresenta a maior eficiência no processo de conversão. As perdas estão concentradas, basicamente, nos circuitos hidráulicos e no grupo turbina-gerador, que já têm, hoje, rendimento superior a 92%. Nessas condições, diferentemente da produção termelétrica, não se deve esperar, no horizonte dos estudos plano nacional energético de longo prazo (2030), ganhos expressivos de eficiência na conversão de energia a partir da geração hidrelétrica.

Na transmissão de energia, o panorama também não é muito diferente. No Brasil, hoje, as perdas médias na alta tensão não excedem a 4% do volume de energia transmitida.

Isso não quer dizer que não haja desafios tecnológicos a serem superados, tanto na geração hidrelétrica quanto na transmissão.

Quanto à geração, a morfologia da região amazônica, onde se concentra a maior do potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar, sugere usinas hidrelétricas de baixa queda e elevada vazão turbinada. Isso significa a aplicação de turbinas de um tipo pouco comum no sistema brasileiro. E ainda: significa potências unitárias elevadas para esse tipo de turbina.

Além disso, ainda no campo da geração, há a questão da recapacitação e modernização de usinas existentes, idéia que ganha força na medida do avanço cronológico dos equipamentos em operação.

Da mesma forma, aspectos tecnológicos são também relevantes na questão da transmissão quando se tem em vista o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia. Com efeito, a floresta e as grandes distâncias envolvidas entre os sítios de geração e os mercados consumidores de maior magnitude descortinam o uso de tecnologias que permitam maximizar o volume de energia transportado, travessias de rios ou sítios que poderão exigir grandes vãos de linha e torres de grande altura, para minimizar impactos sobre o meio físico.

■ 3.2. Turbinas bulbo

Tradicionalmente, são utilizadas em aproveitamentos hidrelétricos de baixa queda (10 a 70m), turbinas do tipo Kaplan, de reação, assim classificadas porque há queda de pressão no rotor (GE, 2006). Também são adequadas à baixa queda as turbinas do tipo “bulbo”, que já podem atingir, hoje, mais de 50 MW de potência unitária (GE, 2006). Ainda conforme a GE, são turbinas usadas em locais com quedas de 5 a 20m. Outro fabricante, a Hitachi Ltd. (2006) indica que podem ser usadas em quedas de até 40m e podem atingir potência de até 100 MW.

Turbinas “bulbo” parecem ser as mais adequadas para vários aproveitamentos na Amazônia brasileira, onde há baixa queda e grande fluxo de água. Por serem tipicamente turbinas de fluxo, com gerador incorporado, permitiriam minimizar a área alagada⁷. Turbinas deste tipo são largamente encontradas em aproveitamentos hidrelétricos de baixa queda da Austrian Hydro Power.

Ocorre que a vazão nos rios amazônicos por vezes é tão grande que, mesmo em sítios de baixa queda, a potência unitária tende a ser muito elevada. É o caso, por exemplo, das usinas de Santo Antonio e Jirau, em estudo no rio Madeira, em Rondônia, cujas características gerais são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Usinas hidrelétricas de Santo Antonio e Jirau, rio Madeira

Item	Santo Antonio	Jirau
Queda líquida, m	13,9	15,9
Potência unitária, MW	71,6	75,0
Número de unidades	44	44
Potência total, MW	3.150,4	3.300,0

Fonte: EPE

Note-se que, em ambos os casos, a potência unitária é superior a 70 MW, o que indica um desafio tecnológico a ser enfrentado. De fato, as referências mundiais disponíveis (ver Tabela 4) apontam uma potência máxima unitária de 65,8 MW, na usina de Tadami, no Japão, cujo modelo é apresentado na Figura 11.

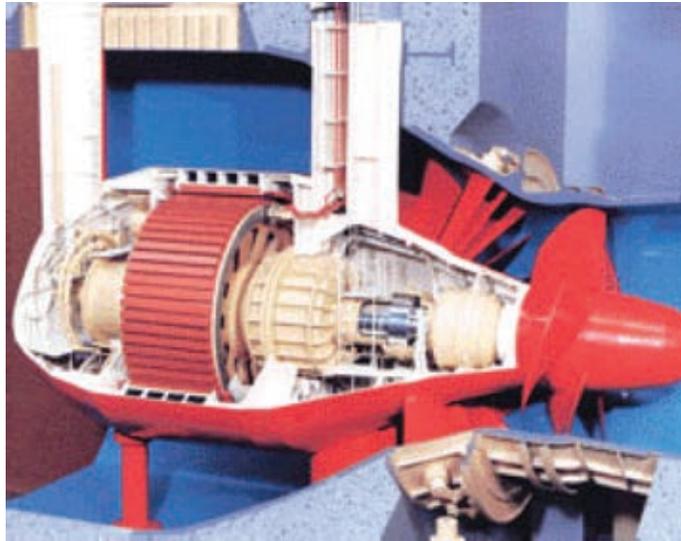
7 No projeto das hidrelétricas de Santo Antonio e Jirau, no rio Madeira, a relação área alagada por potência instalada desses aproveitamentos é calculada em 0,11 km²/MW (EPE, 2006e)

Tabela 4 – Turbinas bulbo: projetos de referência

Usina	Localização	Queda líquida	Potência unitária
Tadami	Japão	20,7m	65,8 MW
Lingjintan	China	13,2m	34,0 MW
Hongjiang	China	27,3m	45,6 MW

Fonte: Hitachi, 2006.

Figura 11 – Modelo da turbina a bulbo da usina de Tadami (Japão)



Fonte: Hitachi, 2006.

■ 3.3. Recapitação e modernização

O grande impulso da expansão hidrelétrica no Brasil ocorreu entre os anos 70 e 90, portanto há mais de 20 anos. De fato, cerca de dois terços da capacidade instalada existente ao final de 2004 já estava em operação antes de 1990 (EPE, 2005). Ao longo do horizonte do estudo (2030) esse “envelhecimento” do parque hidrelétrico nacional tende a se converter em uma preocupação nova no país.

Não por acaso, uma ação que vem crescentemente despertado a atenção e merecido estudos específicos é a de recapitação e modernização das usinas hidrelétricas existentes. Além de revitalizar os equipamentos mecânicos, ações nessa direção constituem uma oportunidade para auferir ganhos de rendimento.

Santos, Coelho e Dias (1999) citam alguns resultados práticos, com ganhos em potência ativa, em relação à capacidade original, de 5 a 60%⁸, estimulando os autores a propor uma metodologia geral de avaliação da viabilidade da recapitação e modernização de usinas hidráulicas⁹.

8 São citados (p. 6) 10 projetos, com entrada em operação inicial de 1925 a 1964 e recapitação e modernização realizada na década de 80, em que foram feitas trocas e/ou adequações de enrolamentos e sistema de ventilação dos geradores.

9 Os autores propõem um índice para avaliação da condição da unidade levando em conta idade, custos de operação e manutenção, extensão da vida útil, produtividade e flexibilidade de operação.

Chaves et alii (1997) apresentam um estudo da CESP, desenvolvido com o objetivo de avaliar alternativas para minimizar o risco de déficit na ponta, para a repotenciação de algumas máquinas. Os resultados indicados são considerados bons, tendo em vista o baixo custo e reduzido tempo de implantação de projetos dessa natureza.

Bermann et alii (2004) são bastante otimistas e estimam ganhos de 868 a 8.093 MW no parque hidrelétrico brasileiro com a repotenciação de usinas com mais de 20 anos de operação, com investimentos entre R\$200 e R\$600/kW instalado.

É inegável que a recapacitação e a modernização do parque existente é uma ação necessária. Deve-se ter em vista, contudo, que seu principal benefício, não negligenciável, por suposto, é a recuperação e a manutenção da produção da instalação. Ganhos de energia são marginais, até porque, como já assinalado, o rendimento da conversão de energia na hidreletricidade é, já, bastante elevado. Isso quer dizer que ações de recapacitação e modernização de usinas existentes não configuram alternativa relevante para compor a expansão da oferta de energia elétrica no país. Com efeito, não agregam energia “nova” em volumes significativos.

■ 3.4. Transmissão

Conforme já assinalado, também na transmissão há aspectos tecnológicos relevantes a serem incluídos na agenda dos estudos do planejamento a longo prazo do setor energético, especialmente quando se tem em vista o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia. Alternativas tecnológicas como as linhas de potência naturalmente elevada (LPNE) ou a transmissão em corrente contínua, cuja experiência brasileira está restrita ao sistema de transmissão de Itaipu, constituem opções reais com potencial de redução do custo unitário da energia transportada. No âmbito do PNE 2030, a relevância do tema justificou um estudo específico em elaboração pela EPE, em que o assunto é examinado com maior detalhe, razão pela qual ficou excluído da presente nota técnica.

4. Aspectos socioambientais

O desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro está condicionado, de certa forma, pelos seus possíveis impactos socioambientais em razão da “maior parte do potencial hidrelétrico hoje remanescente estar localizado em áreas de condições socioambientais delicadas, por suas interferências sobre territórios indígenas, sobretudo na Amazônia, nas áreas de preservação e nos recursos florestais, ou em áreas bastante influenciadas por ocupações antrópicas” (ANA, 2005, p.1). Por isso, são “fundamentais os estudos e equacionamentos associados aos usos múltiplos e, eventualmente, concorrenciais desses recursos hídricos, em suas feições socioeconômicas, ambientais e estratégicas, relativas à pesca, abastecimento urbano, saneamento básico, irrigação, transporte, uso industrial, lazer e etc.” (idem).

Assim, os impactos ambientais das hidrelétricas têm natureza bem diversa das termelétricas. As térmicas que usam combustíveis fósseis impactam, principalmente, o ar e o clima global, na medida das emissões de gases de efeito estufa e de óxidos de nitrogênio e enxofre, além de particulados, que produzem. As usinas nucleares precisam cuidar da segurança e da disposição dos resíduos; as hidrelétricas precisam inserir-se na economia local, de modo a permitir o uso múltiplo da água e minimizar os impactos ambientais.

Além disso, por estar o potencial hidrelétrico a aproveitar basicamente localizado a grandes distâncias dos maiores centros de consumo, torna-se necessária a construção de extensas linhas de transmissão. Isso também se contrapõe às usinas térmicas, que podem ser, em geral, construídas mais próximas das cargas. Em um e noutro caso podem ser obtidos benefícios ao sistema elétrico: o sistema de transmissão das hidrelétricas, apesar de mais extenso, propicia, como já assinalado, aproveitar as diversidades existentes; e das térmicas, melhora o controle de tensão na rede e tende a ter custos totais menores.

Uma visão de consenso é que o aproveitamento dos recursos hídricos para geração elétrica está diretamente ligado à sua compatibilização com o desenvolvimento da região na qual se insere e à mitigação dos impactos ambientais causados. Como decorrência, é necessária a integração entre os diversos agentes e interesses envolvidos, o que deve ser procurado desde as primeiras fases do projeto.

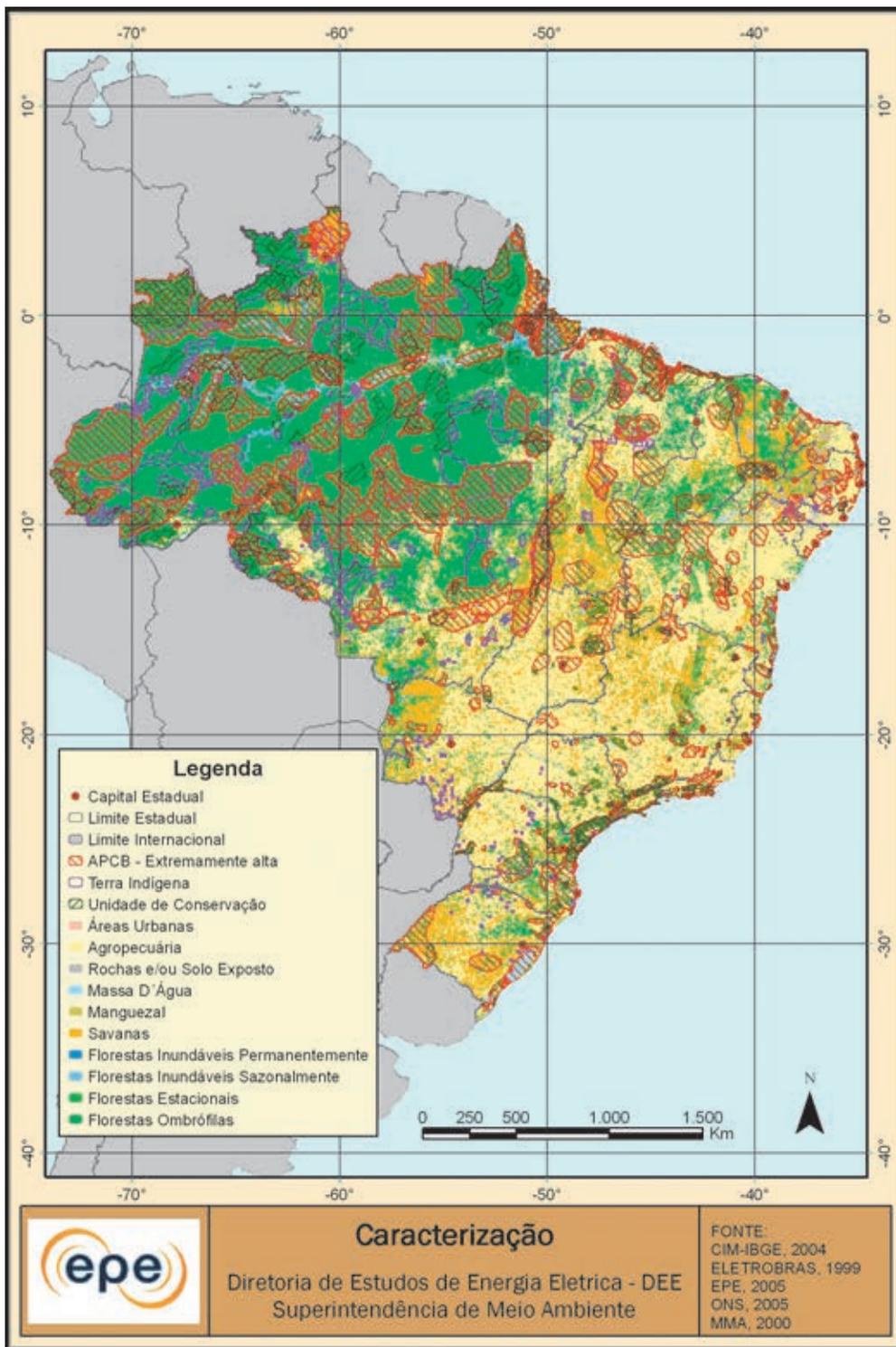
Além da avaliação das implicações socioambientais de cada projeto hidrelétrico, a análise da expansão do sistema elétrico apresentada no PDEE 2006-2015 (EPE, 2006e) incluiu um estudo abrangente do impacto do plano tendo em vista os pressupostos de um desenvolvimento sustentável (p. 299). Assim, foi analisada a interação do PDEE com o Plano Nacional de Recursos Hídricos, com o Plano Nacional de Meio Ambiente e, ainda, com outros planos de desenvolvimento, bem como avaliados aspectos relacionados com a sustentabilidade global e as implicações com as convenções e acordos internacionais, tal como a Convenção do Clima.

Na análise realizada, um ponto básico foi o reconhecimento das principais características socioambientais do sistema elétrico nacional, principalmente das áreas para sua expansão. A Figura 12, reproduzida do plano, resume essas características (EPE, 2006e). Nela, a sigla APCB significa área prioritária para conservação da biodiversidade, conforme classificação do Ministério de Meio Ambiente. Dentre essas áreas, aquelas “classificadas como de importância extremamente alta sinalizam que, possivelmente, serão transformadas em Unidades de Conservação, configurando-se como espaços que deveriam, sempre que possível, ser evitados” (p. 304).

Os principais biomas brasileiros distribuem-se pelo território nacional conforme indicado na Figura 13 (EPE, 2006e). Do bioma amazônico, 16% são ocupados por Unidades de Conservação (que aumentaram 50% de 2003 a 2006), 25% por terras indígenas e 39% por APCB, o que sugere dificuldades no licenciamento ambiental para o aproveitamento do potencial hidrelétrico desta região. De fato, na região amazônica, onde justamente se situa o maior potencial hidrelétrico a aproveitar, são também maiores as interferências com terras indígenas, unidades de conservação e mesmo com APCB classificadas como extremamente altas.

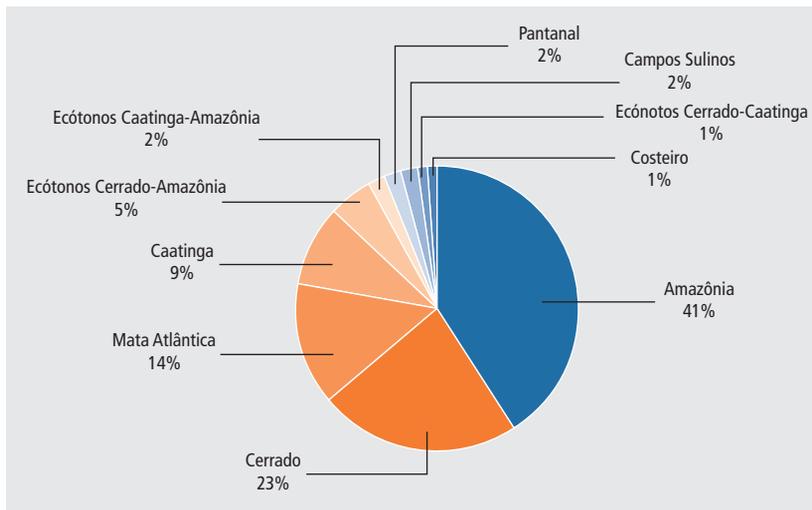
Essa situação, combinada com o virtual desconhecimento da situação real do potencial hidrelétrico (45% do potencial a aproveitar tem nível de estudo inferior ao de inventário - EPE, 2006a), estabelece um quadro, para a expansão de longo prazo, em que as incertezas são ainda maiores do que as já enfrentadas nos estudos do plano decenal. Dessa forma, para efeito dos estudos do PNE 2030, decidiu-se por uma abordagem sistêmica, a partir de critérios a um só tempo simples e objetivos, de modo a classificar liminarmente o potencial a aproveitar. É o que se apresenta na próxima seção.

Figura 12 – Caracterização socioambiental do território brasileiro



Fonte: PDEE 2006-2015, EPE, 2006e.

Figura 13 – Principais biomas brasileiros



Fonte: EPE, 2006e.

5. Perspectivas do potencial hidrelétrico a aproveitar

5.1. Introdução

Conforme já assinalado, são grandes as incertezas que envolvem o aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro dentro de uma perspectiva de longo prazo. Essas incertezas são ainda maiores com relação ao potencial localizado na região amazônica, onde se localiza a maior fatia do potencial a aproveitar.

Nesse cenário de incertezas, foram definidos critérios simples e objetivos, de modo a compor uma visão rápida e abrangente da perspectiva de aproveitamento do potencial hidrelétrico nacional.

Primeiramente, dentro de uma abordagem geral, procurou-se atualizar a visão de custo apresentada na nota técnica sobre o potencial hidrelétrico brasileiro (EPE, 2006a). Em seguida, procurou-se estabelecer uma avaliação do potencial de cada uma das 12 (doze) bacias hidrográficas observando-se o nível de conhecimento atual (potencial estimado – remanescente e remanescente individualizado, inventário, viabilidade e projeto básico) e, para as bacias do Amazonas e do Tocantins, por sua importância relativa em termos do potencial a aproveitar, impactos ambientais objetivos. Por fim, definiu-se um critério para o aproveitamento temporal desse potencial. O potencial estimado remanescente não individualizado foi, por hipótese, considerado fora do horizonte dos estudos do PNE 2030.

Os impactos socioambientais considerados no caso das bacias do Amazonas e do Tocantins estão listados a seguir [sem ordem de importância]:

- Cidades
- Área populosa
- Floresta nacional
- Parque nacional

- Reserva indígena
- Área de quilombo
- Área de proteção ambiental
- Reserva biológica
- Reserva de desenvolvimento sustentável
- Rio virgem
- Tamanho da área alagada
- Área de elevado custo de terra
- Interferência com infra-estrutura de significativa expressão econômica (ferrovias, rodovias e etc.)

Ressalte-se, mais uma vez, que a avaliação do potencial dessas bacias foi feita com apoio do Eng. John Denys Cadman, consultor do MME, que detém, reconhecidamente, grande conhecimento da região.

■ 5.2. Custos

A nota técnica elaborada pela EPE no âmbito dos estudos do PNE 2030 (EPE, 2006a), apresentou uma estimativa do custo do potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar baseada nos dados do Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT (Eletrobrás, 2006) e em metodologia e critérios adotados no Plano 2015 (Eletrobrás, 1992). Devido às incertezas quanto a essas informações (inclusive quanto a permanência da validade dos critérios adotados no Plano 2015), na referida nota técnica construiu-se um intervalo de variação de amplitude igual a 10% de forma a permitir avaliação da sensibilidade do tamanho do potencial ao custo de sua implantação.

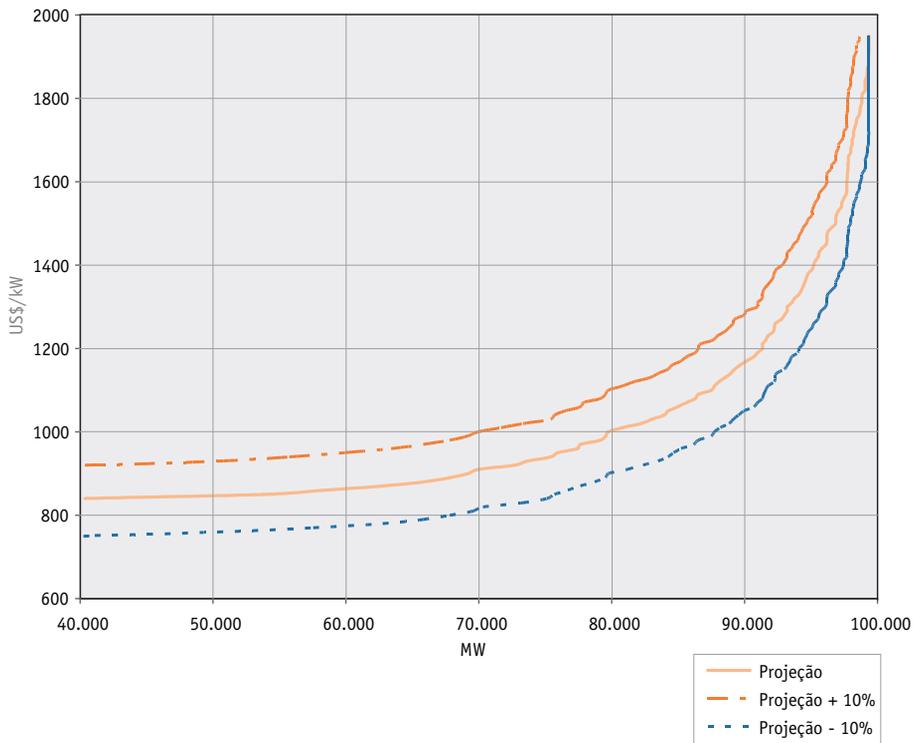
Tomando por referência custos índice (US\$/kW) entre US\$ 1.500 e US\$ 1.800, compatíveis com as referências nacionais e internacionais consideradas, as conclusões indicadas na referida nota técnica foram de que:

- haveria um potencial hidrelétrico a aproveitar entre 68.000 a 75.000 MW, correspondente a 28% do potencial hidrelétrico total, com custo de investimento em torno de US\$ 1.500/kW (exclusive custo de conexão e juros durante a construção);
- estendendo a faixa de custo de investimento para US\$ 1.800/kW, estima-se que o potencial hidrelétrico a aproveitar possa situar-se no intervalo entre 75.000 e 82.000 MW, correspondendo a 31% do potencial total.

A análise então efetuada foi revisada considerando, agora, informações disponíveis na EPE, do orçamento de investimento de 36 (trinta e seis) projetos hidrelétricos de porte variado, todas produzidas após o ano 2000 (informações relativamente recentes, portanto), e com base nas quais foram reavaliados os custos dos aproveitamentos estudados a nível de inventário.

A revisão feita trouxe certo conforto com relação à questão dos custos. De fato, conforme indicado na Figura 14, haveria um potencial a explorar de até 90.000 MW com custo de investimento inferior a US\$ 1.200/kW.

Figura 14 – Custo de investimento de usinas hidrelétricas



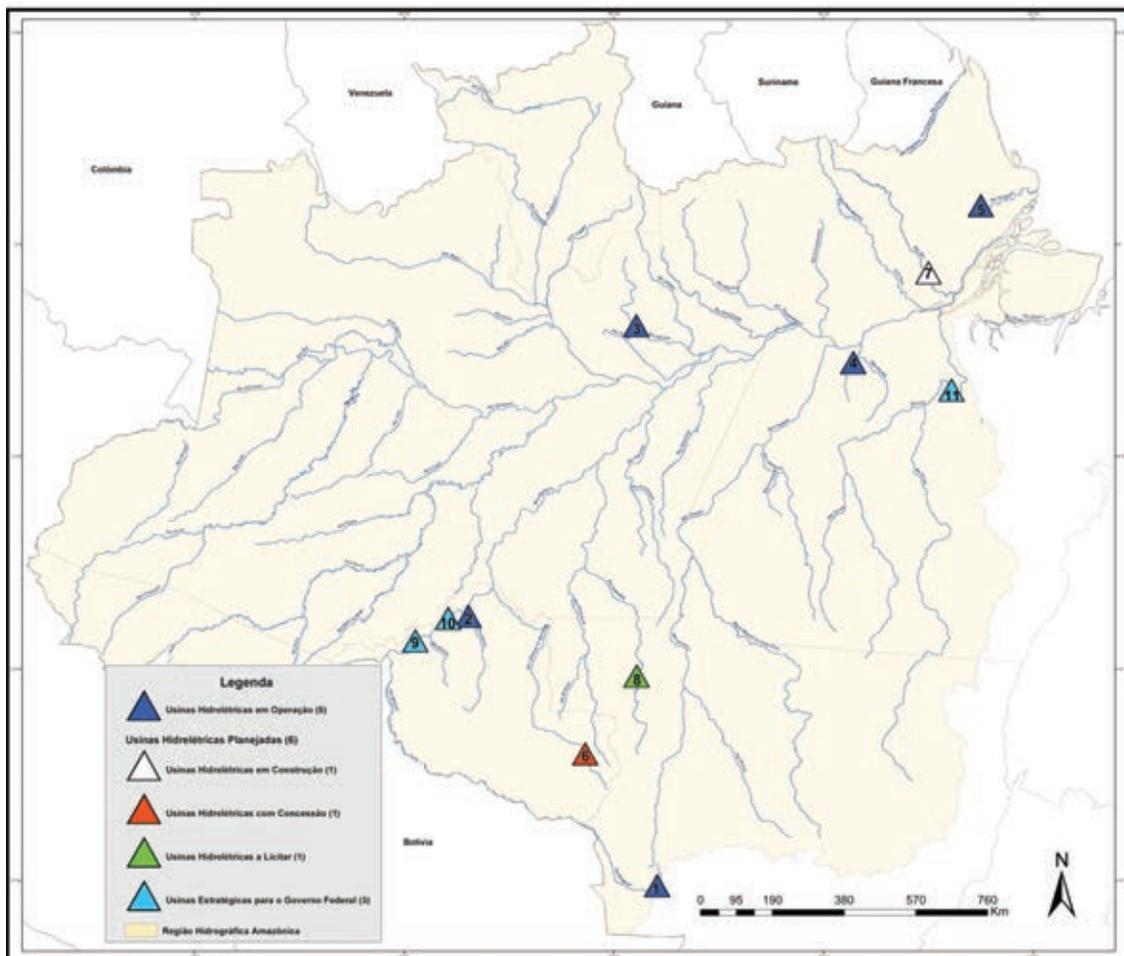
Isto é, os orçamentos mais recentes sugerem que os custos de investimento, excluídos custos ambientais extraordinários, podem ter-se reduzido, podendo isso ser atribuído a avanços na técnica construtiva, como por exemplo o concreto compactado a rolo (CCR), redução no prazo de construção, avanço nas técnicas de gerenciamento de projetos investimento, entre outros aspectos.

■ 5.3. Potencial da bacia do Amazonas

Essa região hidrográfica possui o maior potencial hidrelétrico brasileiro, porém, com se verá, também é a que apresenta as maiores restrições do ponto de vista ambiental. A Figura 15 ilustra a região hidrográfica em questão, com a indicação dos aproveitamentos com mais de 30 MW em operação (apenas cinco: Balbina, no Amazonas, Samuel, em Rondônia, Coaracy Nunes, no Amapá, Curuá-Una, no Pará e Guaporé, no Mato Grosso¹⁰).

10 Na figura ainda estão indicados o aproveitamento de Santo Antonio, em construção, no Amapá, o de Dardanelos, que deve tomar parte nas licitações de expansão do setor a curto prazo, no Mato Grosso, e os de Santo Antonio e Jirau, de grande porte, em processo de licenciamento, em Rondônia.

Figura 15 – Bacia do Amazonas



Fonte: ANA, 2005.

Com base nos dados do SIPOT (Eletrobrás, 2006) e da ANEEL (2006), o potencial hidrelétrico a aproveitar na bacia do Amazonas é de cerca de 106.000 MW. Excluído o potencial remanescente não individualizado (28.000 MW), o potencial na bacia é avaliado em 77.058 MW, distribuídos por 13 sub-bacias, sendo que quatro delas (Tapajós, Xingu, Madeira e Trombetas) concentram quase 90% desse potencial, conforme indicado na Tabela 5¹¹.

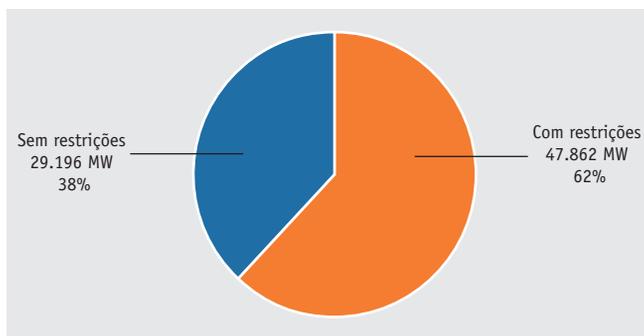
A Figura 16 indica a proporção desse potencial que pode ser considerada sem restrições ambientais significativas (considerando-se como restrições os 13 impactos listados no subitem 5.1): apenas 38% do potencial podem ser assim classificados.

11 O potencial aproveitado, incluindo a usina de Santo Antonio do Jarí (100 MW), ainda não construída mas com concessão já outorgada é de 835 MW.

Tabela 5 – Bacia do Amazonas
Localização do potencial hidrelétrico por sub-bacia (MW)

Sub-bacia	Potencial	%
Tapajós	24.626	32,0
Xingu	22.795	29,6
Madeira	14.700	19,1
Trombetas	6.236	8,1
Negro	4.184	5,4
Jarí	1.691	2,2
Branco	1.079	1,4
Paru	938	1,2
Oiapoque	250	0,3
Purus	213	0,3
Maecuru	161	0,2
Nhamundá	110	0,1
Uatumã	75	0,1
Total	77.058	100,0

Figura 16 – Bacia do Amazonas.
Restrições ambientais ao potencial hidrelétrico a aproveitar



Na Tabela 6, essa classificação é aberta por sub-bacia. As quatro maiores sub-bacias em termos do potencial a aproveitar, permanecem nessa condição quando se trata do potencial sem restrições ambientais significativas: concentram 93% do potencial assim classificado. A sub-bacia do rio Madeira, contudo, passa a ser a mais importante, como reflexo de que quase 90% de seu potencial não apresenta restrições ambientais significativas.

Tabela 6 – Bacia do Amazonas.
Restrições ambientais ao potencial hidrelétrico a aproveitar por sub-bacia (MW)

Sub-bacia	Sem restrições ambientais	Com restrições ambientais	Total
Tapajós	6.875	17.841	24.626
Xingu	5.681	17.114	22.795
Madeira	13.144	1.556	14.700
Trombetas	1.491	4.745	6.236
Negro	0	4.184	4.184
Jari	318	1.373	1.691
Branco	419	660	1.079
Paru	820	118	938
Oiapoque	0	250	250
Purus	213	213	213
Maecuru	161	161	161
Nhamundá	0	110	110
Uatumã	75	0	75
Total	29.196	47.862	77.058

A Tabela 7 apresenta o potencial hidrelétrico a aproveitar na bacia do Amazonas discriminado por nível de conhecimento. Embora mais de um terço do potencial já esteja estudado em nível mínimo de viabilidade, ainda quase 44% está apenas estimado. Além disso, pode-se perceber que mais de 35% do potencial sem restrições ambientais ainda é apenas estimado, isto é, não está estudado sequer ao nível de inventário.

Tabela 7 – Bacia do Amazonas.
Classificação do potencial hidrelétrico a aproveitar por nível de estudo (MW)

Nível de estudo	Sem restrições ambientais	Com restrições ambientais	Total	%
Projeto básico	261	735	996	1,3
Viabilidade	12.308	13.334	25.642	33,3
Inventário	6.381	10.199	16.579	21,5
Remanescente	10.246	23.594	33.840	43,9
Total	29.196	47.862	77.058	100,0

Na Tabela 8 é disposta a classificação do potencial a aproveitar na bacia amazônica segundo os impactos ambientais considerados¹². Mais de 44% do potencial apresenta interferência direta com terras indígenas, o que não surpreende, em razão de mais de 25% da Amazônia estar assim reservada. Parques nacionais são a segunda interferência mais relevante.

12 Em vários aproveitamentos há mais de um impacto ambiental. Para efeito dessa classificação, destacou-se apenas o impacto principal.

Tabela 8 – Bacia do Amazonas.
Caracterização do potencial hidrelétrico segundo os impactos ambientais (MW)

Impacto	Total	%
Sem impacto significativo	29.196	37,9
Reserva indígena	34.158	44,3
Parque nacional	9.330	12,1
Quilombo	2.883	3,7
Reserva de desenvolvimento sustentável	968	1,3
Floresta nacional	420	0,5
Área de preservação ambiental (APA)	53	0,1
Reserva biológica	50	0,1
Demais impactos (*)	-	< 0,5
Total	77.058	100,0

Nota: (*) cidades, área populosa, rio virgem, área alagada, custo da terra e infra-estrutura de importância significativa

Por fim, na Tabela 9 estabelece-se a relação entre os dois quadros anteriores, isto é, o potencial classificado como “com restrições ambientais” combinado com o nível de conhecimento ou estudo.

Tabela 9 – Potencial hidrelétrico da bacia do Amazonas.
Impactos ambientais x nível de conhecimento (MW)

Impacto	PB	EVTE	INV	REM	Total
Reserva indígena	735	13.274	7.075	13.074	34.158
Parque nacional				9.330	9.330
Quilombo			2.883		2.883
RDS (*)		60		908	968
Floresta nacional			138	282	420
APA (**)			53		53
Reserva biológica			50		50
Demais impactos (***)					-
Total	735	13.334	10.199	23.594	47.862

Legenda: PB = projeto básico; EVTE = estudo de viabilidade técnico-econômica; INV = inventário; e REM = potencial remanescente individualizado

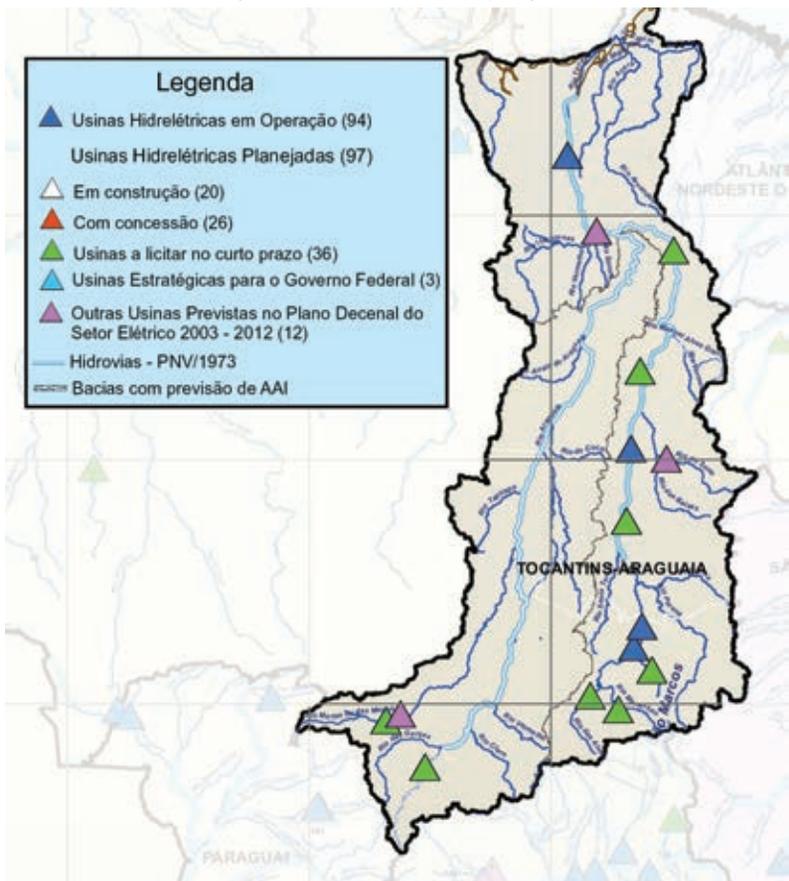
Nota: (*) Reserva de desenvolvimento sustentável; (**) Área de preservação ambiental; e (***) cidades, área populosa, rio virgem, área alagada, custo da terra e infra-estrutura de importância significativa.

■ 5.4. Potencial da bacia do Tocantins/Araguaia

Essa região hidrográfica possui um dos grandes potenciais hidrelétricos do país. Boa parte dele já está aproveitado e, do potencial a desenvolver, mais de 90% apresenta algum tipo de restrição do ponto de vista ambiental. A Figura 17 ilustra a região hidrográfica em questão, com a indicação dos aproveitamentos com mais de 30 MW em operação, construção ou planejadas.

A bacia do Tocantins/Araguaia tem sido bastante estudada, não só com vistas ao seu potencial hidrelétrico, como também com vistas aos recursos minerais e potencial de produção agropecuária e atividades industriais correlatas. Além disso, em função de sua disposição geográfica, no sentido Sul-Norte, tem sido sempre considerada a perspectiva do uso de seus cursos d'água principais com eixo para o transporte hidroviário. Não por acaso, todos os barramentos nos trechos médio e baixo do rio Tocantins compreendem eclusas.

Figura 17 – Bacia do Tocantins/Araguaia



Fonte: ANA, 2005.

Em adição, sua relativa proximidade da região Nordeste, cujo potencial hidrelétrico encontra-se próximo do esgotamento (nessa região, dois terços do potencial hidráulico já foi aproveitado – EPE, 2006a), e o fato de a interligação entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste seguir uma rota praticamente paralela ao seu principal curso d’água (rio Tocantins), confere a essa bacia uma condição privilegiada e estratégica.

Com base nos dados do SIPOT (Eletrobrás, 2006) e da ANEEL (2006), o potencial hidrelétrico a aproveitar na bacia do Tocantins/Araguaia é avaliado em de pouco mais de 15.800 MW¹³. Exclusive o potencial remanescente não individualizado (cerca de 4.500 MW), reduz-se para 11.297 MW, distribuídos por sete sub-bacias, sendo que os dois cursos d’água principais da bacia (Tocantins e Araguaia) concentram mais de 75% desse valor, conforme indicado na Tabela 10.

13 O potencial total da bacia é estimado em cerca de 28.000 MW, dos quais quase 12.200 MW já estão aproveitados, com destaque para as usinas de Tucuruí e Serra da Mesa.

Tabela 10 – Bacia do Tocantins/Araguaia
Potencial hidrelétrico a aproveitar por sub-bacia (MW)

Sub-bacia	Potencial	%
Tocantins	5.918	52,4
Araguaia	2.699	23,9
Sono (Tocantins)	815	7,2
Paraná/Palma (Tocantins)	524	4,6
Maranhão/Almas (Tocantins)	497	4,4
Mortes (Araguaia)	396	3,5
Itacaiunas (Tocantins)	318	2,8
Manoel Alves (Tocantins)	130	1,2
Total	11.297	100,0

A Figura 18 indica a proporção desse potencial que pode ser considerada sem restrições ambientais significativas (considerando-se como restrições os 13 impactos listados no subitem 5.1): apenas 8% do potencial podem ser assim classificados.

Na Tabela 11, essa classificação é aberta por sub-bacia. As duas maiores em termos do potencial a aproveitar perdem essa condição quando se trata do potencial sem restrições ambientais significativas uma vez que concentram mais de 80% do potencial assim classificado. Destaque-se a sub-bacia do rio Araguaia, considerado “rio virgem” e que, por conta disso, tem todo seu potencial sujeito a restrições ambientais. A sub-bacia do rio Paranã, afluente do Tocantins, passa a ser a mais importante, como reflexo de seu potencial não apresentar restrições ambientais significativas.

Figura 18 – Bacia do Tocantins/Araguaia.
Restrições ambientais ao potencial hidrelétrico a aproveitar

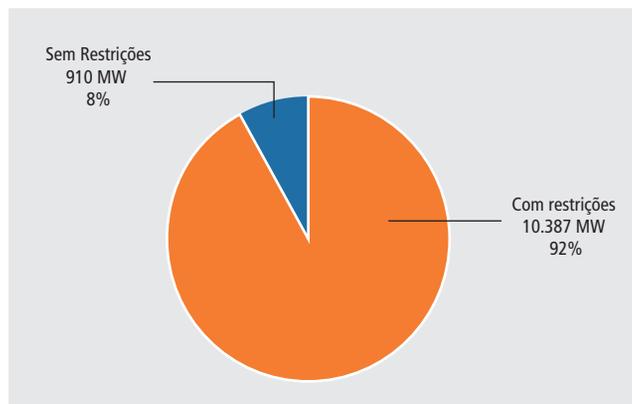


Tabela 11 – Bacia do Tocantins/Araguaia.
Restrições ambientais ao potencial hidrelétrico a aproveitar por sub-bacia (MW)

Sub-bacia	Sem restrições ambientais	Com restrições ambientais	Total
Tocantins	243	5.675	5.918
Araguaia	0	2.699	2.699
Sono (Tocantins)	143	672	815
Paraná/Palma (Tocantins)	524	0	524
Maranhão/Almas (Tocantins)	0	497	497
Mortes (Araguaia)	0	396	396
Itacaiunas (Tocantins)	0	135	135
Manoel Alves (Tocantins)	0	130	130
Total	910	10.387	11.297

A Tabela 12 apresenta o potencial hidrelétrico a aproveitar na bacia do Tocantins/Araguaia discriminado por nível de conhecimento, todo ele estudado em nível mínimo de inventário, o que talvez explique o fato de menos de 10% não apresentar restrições ambientais significativas.

Tabela 12 – Bacia do Tocantins/Araguaia
Classificação do potencial hidrelétrico a aproveitar por nível de estudo (MW)

Nível de estudo	Sem restrições ambientais	Com restrições ambientais	Total	%
Projeto básico	243	2.324	2.567	20,6
Viabilidade	0	3.739	3.739	33,1
Inventário	667	4.324	4.991	44,2
Total	910	10.387	11.297	100,0

Na Tabela 13 é disposta a classificação do potencial a aproveitar na bacia do Tocantins/Araguaia segundo os impactos ambientais considerados¹⁴. Quase 44% do potencial apresentam interferência direta com terras indígenas. Rio virgem (Araguaia) e cidades são as outras interferências mais relevantes.

Tabela 13 – Bacia do Tocantins/Araguaia.
Caracterização do potencial hidrelétrico segundo os impactos ambientais (MW)

Impacto	MW	%
Sem impacto significativo	910	8,1
Reserva indígena	4.937	43,7
Rio virgem	2.699	23,9
Cidades	1.087	9,6
Área de preservação ambiental (APA)	715	6,3
Custo da terra	417	3,7
Parque nacional	215	1,9
Infra-estrutura relevante (ferrovia)	183	1,6
Área alagada	134	1,2
Total	11.297	100,0

14 Em vários aproveitamentos há mais de um impacto ambiental. Para efeito dessa classificação, destacou-se apenas o impacto principal.

Por fim, na Tabela 14 estabelece-se a relação entre os dois quadros anteriores, isto é, o potencial classificado como “com restrições ambientais” combinado com o nível de conhecimento ou estudo.

Tabela 14 – Potencial hidrelétrico da bacia do Tocantins/Araguaia.
Impactos ambientais x nível de conhecimento (MW)

Impacto	PB	EVTE	INV	Total
Reserva indígena	0	2.344	2.593	4.937
Rio virgem	1.237	408	1.054	2.699
Cidades	1.087	0	0	1.087
APA (*)	0	640	75	715
Custo da terra	0	267	150	417
Parque nacional	0	80	135	215
Infra-estrutura relevante (ferrovia)	0	0	183	183
Área alagada	0	0	134	134
Total	2.324	3.739	4.324	10.387

Legenda: PB = projeto básico; EVTE = estudo de viabilidade técnico-econômica; e INV = inventário.

Nota: (*) Área de preservação ambiental

■ 5.5. Potencial das demais bacias

Atlântico Nordeste Ocidental

Essa região hidrográfica, cuja representação cartográfica é apresentada na Figura 19, possui pequeno potencial hidrelétrico: 376 MW, dos quais somente 58 MW estão inventariados e 318 MW são, ainda, estimados.

Figura 19 – Região hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental



Fonte: ANA (2006).

Parnaíba

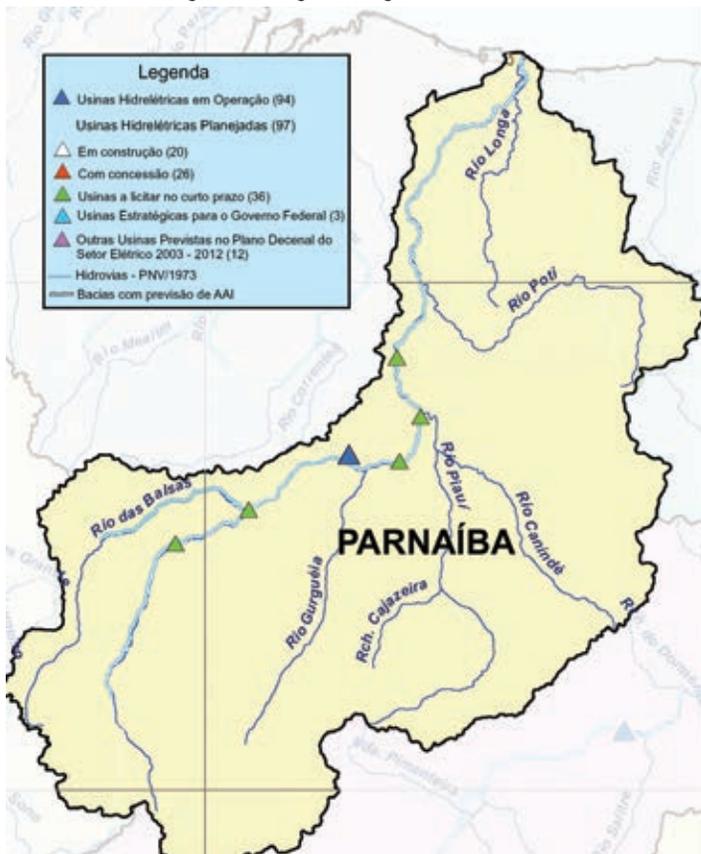
Essa região hidrográfica, cuja representação cartográfica é apresentada na Figura 20, possui um potencial hidrelétrico a aproveitar de 819 MW, todo ele estudado em nível mínimo de inventário, sendo 75% (613 MW) em nível de viabilidade. Contudo, 55% do potencial estudado em nível de viabilidade apresentam interferência com áreas populosas (Tabela 15).

Tabela 15 – Bacia do Parnaíba
Potencial hidrelétrico a aproveitar (MW)

Nível de estudo	Sem restrições ambientais	Com restrições ambientais (*)	Total	%
Viabilidade	276	337	613	74,9
Inventário	206	0	206	25,1
Total	482	337	819	100,0

Nota: (*) áreas populosas

Figura 20 – Região hidrográfica do Parnaíba



Fonte: ANA, 2006.

Atlântico Nordeste Oriental

Trata-se de uma região hidrográfica (Figura 21) inexpressiva em termos de potencial hidrelétrico. O potencial total é estimado em 158 MW, tendo sido 80% inventariado (127 MW) e registrando-se 8 MW instalados.

Figura 21 – Região hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental



Fonte: ANA, 2006.

São Francisco

A região hidrográfica do São Francisco (ver representação cartográfica na Figura 22, com indicação dos principais aproveitamentos hidrelétricos já construídos) constitui-se em uma das mais importantes bacias nacionais. Possui uma área de drenagem superior a 645 mil km² e um grande potencial hidrelétrico, estimado em mais de 25.000 MW. Seu curso d'água principal, o rio São Francisco, com 3.160 km de extensão, é o maior rio totalmente brasileiro e percorre cinco estados (Minas Gerais, Bahia, Pernambuco, Alagoas e Sergipe). É fundamental para a economia regional que atravessa na medida em que viabiliza a atividade agrícola nos municípios às suas margens, oferecendo condições para a irrigação.

Figura 22 – Região hidrográfica do São Francisco



Fonte: ANA, 2005.

Ocorre que:

- mais de 8.000 MW desse potencial referem-se a unidades de ponta;
- mais de 10.000 MW desse potencial já foi aproveitado em usinas de grande porte, como o Complexo de Paulo Afonso, Xingó, Itaparica e Sobradinho, no Nordeste, e Três Marias, em Minas Gerais.

Unidades de ponta não oferecem contribuição para a energia firme ou assegurada do sistema. No caso, são equipamentos geradores cuja instalação constitui projeto de ampliação do potencial, conforme indicado na Tabela 16.

Tabela 16 – Bacia do São Francisco. Unidades de ponta (MW)

Aproveitamento	Potência
Xingó 2	2.000
Xingó 3	3.000
Paulo Afonso 5	2.460
Itaparica 2	1.000
Total	8.460

Para efeito do propósito deste trabalho, esse potencial não deve ser considerado. Assim, excluindo-se as unidades de ponta e a potência já instalada, tem-se que o potencial a aproveitar corresponde a cerca de um terço do valor total, ou 5.500 MW.

Conforme os dados do SIPOT (Eletrobrás, 2006), esse potencial compreende um grande número de PCH. Nos principais afluentes, no entanto, há alguns locais barráveis, que totalizam cerca de 300 MW em aproveitamentos com potência superior a 30 MW. Porém, mais da metade desse potencial refere-se a apenas 11 sítios no curso d'água principal da bacia, cinco dos quais (1.765 MW) na Nordeste, e seis (1.399 MW) em Minas Gerais (ver Tabela 17).

Tabela 17 – Potencial a aproveitar na bacia do São Francisco
Aproveitamentos hidrelétricos identificados no curso principal (MW)

Minas Gerais		Nordeste	
Aproveitamento	Potência	Aproveitamento	Potência
Pompeu I	500	Paratinga	440
São Romão	250	Pedra Branca	320
Pompeu II	209	Riacho Seco	240
Bananeiras	200	-	-
Januária	180	-	-
Deresópolis	60	-	-

Deve-se observar que os aproveitamentos no Nordeste apresentam maior potencial de interferência ambiental, como é o caso de Pedra Branca (320 MW) e Riacho Seco (240 MW), ambos em áreas populosas e, inclusive, com interferência (indireta) com terras indígenas. Além disso, para efeito de aproveitamento desse potencial hidrelétrico, deve-se ter conta a perspectiva de uso concorrencial do recurso hídrico para irrigação. No São Francisco, pela importância do rio para a economia regional, estima-se que o consumo de recursos hídricos possa superar 90 m³/s, conforme já assinalado na seção 2.4.

Atlântico Leste

Essa região geográfica (ver representação cartográfica na Figura 23) compreende as áreas de drenagem de diversas sub-bacias cujos cursos d'água principais (Vaza-Barris, Paraguaçu, Contas, Pardo, Jequitinhonha e Mucuri) se orientam na direção Oeste-Leste, desaguardo no Oceano Atlântico.

Figura 23 – Região hidrográfica do Atlântico Leste



Fonte: ANA, 2005.

Em termos do potencial hidrelétrico, as sub-bacias do Jequitinhonha e do Paraguaçu são as mais relevantes, concentrando cerca de 80% do potencial total da região. Os maiores projetos hidrelétricos instalados nesses rios são Itapebi (450 MW) e Irapé (360 MW), ambos no rio Jequitinhonha, Pedras do Cavalo (162 MW), no rio Paraguaçu, Santa Clara (60 MW), no rio Mucuri, e Funil (30 MW) e Pedra (20 MW), ambas no rio das Contas.

O potencial hidrelétrico na região é avaliado em quase 4.100 MW, dos quais 1.037 MW (ou 25%) classificados como remanescente. O restante está aproveitado (27%) ou estudado em nível mínimo de inventário (48%), conforme indicado na Tabela 18.

Tabela 18 – Região hidrográfica do Atlântico Leste - potencial hidrelétrico (MW)

Sub-bacia	Existente	Inventário	Estimado	Total	%
Jequitinhonha	818	1.302	344	2.464	60,3
Paraguaçu	165	445	198	808	19,8
Mucuri	60	144	255	459	11,2
Contas	53	59	94	206	5,0
Pardo	3	0	135	138	3,4
Vaza-barris	1	0	11	12	0,3
Total	1.100	1.950	1.037	4.087	
%	26,9	47,7	25,4	100,0	100,0

Nota: 1) existente em dezembro de 2005; 2) inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial. Há aproveitamentos em nível de projeto básico ou viabilidade, como é o caso, por exemplo, de Murta (120 MW), no rio Jequitinhonha.

Tabela 19 – Região hidrográfica do Atlântico Sudeste – potencial hidrelétrico (MW)

Sub-bacia	Existente	Inventário	Estimado	TOTAL	%
Doce	948	3.643	98	4.689	31,8
Paraíba do Sul	1.031	2.455	383	3.869	26,3
Itanhaém e outros	902	2.030	29	2.961	20,1
Macaé e outros	635	417	359	1.411	9,6
Ribeira do Iguape	457	537	74	1.068	7,2
Itabapoana e outros	134	419	177	730	5,0
Total	4.107	9.501	1.120	14.728	
%	27,9	64,5	7,6	100,0	100,

Nota: 1) existente em dezembro de 2005, incluindo os aproveitamentos já licitados: Barra do Braúna (39 MW) e Simplício (334 MW), na sub-bacia do rio Paraíba do Sul, e Baú (110 MW) e Baguari (140 MW), na sub-bacia do rio Doce; 2) inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial.

Atlântico Sul

A região hidrográfica do Atlântico Sul compreende sete sub-bacias, a saber: Nhundiaquara (e outros), Itajaí-Açu, Tubarão (e outros), Jacuí, Taquari, Lagoa dos Patos e Lagoa Mirim, todas elas costeiras, conforme indicado na representação cartográfica da Figura 25.

A principal sub-bacia, em termos do potencial hidrelétrico existente, são as do rio Jacuí e Taquari, ambas no Rio Grande do Sul, e do Itajaí, em Santa Catarina. Não por acaso, são essas bacias em que se verificam também a maior taxa de desenvolvimento do potencial existente.

O potencial hidrelétrico nessa região é avaliado em mais de 5.400 MW, dos quais 2.066 MW (38%) são classificados como estimado remanescente. O restante do potencial está aproveitado, isto é, em operação, em construção ou com a concessão outorgada (30%), ou estudado em nível mínimo de inventário (32%), conforme indicado na Tabela 20.

Figura 25 – Região hidrográfica do Atlântico Sul



Fonte: ANA, 2005.

Tabela 20 – Região hidrográfica do Atlântico Sul – potencial hidrelétrico (MW)

Sub-bacia	Aproveitado	Inventário	Estimado	Total	%
Jacuí	964	82	516	1.562	28,7
Taquari-Antas	301	1.080	76	1.457	26,8
Lagoa dos Patos	58	109	857	1.024	18,8
Itajaí	226	225	98	549	10,1
Nhundiaquara	81	148	255	484	8,9
Tubarão	7	90	136	233	4,3
Lagoa Mirim	0	0	128	128	2,4
Total	1.637	1.734	2.066	5.437	
%	30,1	31,9	38,0	100,0	100,0

Nota: 1) potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada, a saber: Monte Claro (130 MW) e 14 de Julho (100 MW), ambos na sub-bacia Taquari-Antas, e Salto Pilão (183 MW), na sub-bacia do Itajaí; 2) inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial.

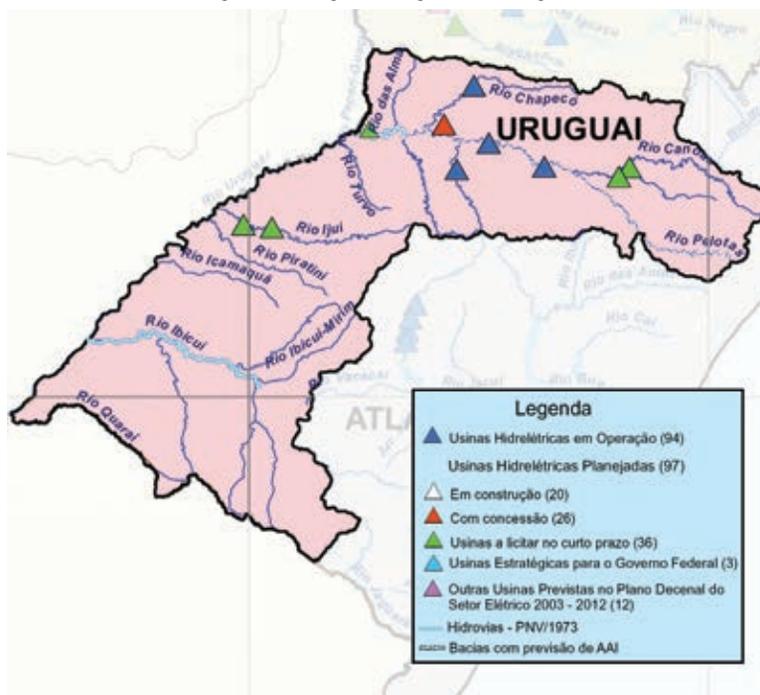
Uruguai

O curso d'água principal dessa região hidrográfica é o rio que lhe empresta o nome. O rio Uruguai forma-se pela junção dos rios Canoas e Pelotas, na divisa entre os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Seus formadores têm suas nascentes na Serra Geral, na cota 1.800m. Apresenta uma direção geral leste-oeste, até receber, pela margem direita, o rio Peperi-Guaçu. Nesse ponto, o curso muda para direção sul, servindo de fronteira entre Brasil e Argentina, até receber o rio Quaraí. A confluência com esse afluente da margem esquerda, que atua como fronteira entre Brasil e Uruguai, marca o fim da região hidrográfica em território nacional. De fato, a partir desse ponto, o rio Uruguai segue para o sul já fora dos limites territoriais brasileiros. O percurso total é de 1.770 km: da junção de seus formadores até a foz do Quaraí são 1.262 km; os restantes 508 km correm entre terras uruguaias e argentinas. Seu desnível total é de 0,24 m/km.

É na parte brasileira da bacia do rio Uruguai e no trecho binacional, onde se localiza o potencial hidrelétrico. De fato, no trecho superior, da confluência dos dois rios formadores até a foz do rio Piratini (816 km), o desnível é de 0,43 m/km. No trecho seguinte, que compreende a parte binacional, o desnível médio menor (de 9 cm/km), é compensado pelo volume d'água. No trecho inferior, internacional, da cidade de Salto, no Uruguai, à foz, o desnível médio é de apenas 3 cm/km.

Ao todo, essa região hidrográfica, cuja representação cartográfica é apresentada na Figura 26, compreende 10 sub-bacias. A região possui relevância em termos do potencial hidrelétrico: são mais de 12.800 MW, dos quais apenas 1.150 MW (ou 9,0%) constituem potencial remanescente, indicando o nível de investigação e de interesse de que tem sido objeto essa bacia.

Figura 26 – Região hidrográfica do Uruguai



Fonte: ANA, 2005.

Há grandes projetos hidrelétricos na região em construção e a implantar. Entre os que estão em construção, destacam-se Barra Grande (460 MW, em fase de motorização) e Campos Novos (880 MW). Foz do Chapecó, com 855 MW, tem concessão outorgada, mas a construção ainda está por iniciar-se. Outros projetos de porte são: Itapiranga (580 MW), Pai Querê (292 MW), São Roque (214 MW) e Garibaldi (150 MW). Pela importância geo-econômica da bacia, o processo de licenciamento ambiental de empreendimentos tem sido longo e envolvido amplas negociações. É sintomático que a primeira das avaliações ambientais integradas que a EPE está empenhada em realizar compreende a bacia do rio Uruguai, compromisso assumido pelo MME no âmbito de um Termo de Ajustamento de Conduta – TAC formalizado com o Ministério Público na esteira do licenciamento ambiental da usina de Barra Grande.

Há ainda um potencial importante, superior a 5.000 MW, no trecho binacional da bacia, entre o Brasil e a Argentina. O maior destaque tem sido dado ao complexo hidrelétrico de Garabi, com 1.800 MW, mas há também os aproveitamentos de Roncador (2.800 MW) e São Pedro (745 MW).

A Tabela 21 resume as informações gerais sobre o potencial hidrelétrico dessa região hidrográfica. Nesse quadro, é considerado 50% do potencial binacional.

Tabela 21 – Região hidrográfica do Uruguai – potencial hidrelétrico (MW)

Sub-bacia (*)	Aproveitado	Inventário	Estimado	Total	%
Chapecó	2.546	1.015	0	3.561	27,7
Várzea	4	2.742	132	2.878	22,5
Peixe	1.145	82	628	1.855	14,5
Canoas	894	532	16	1.442	11,2
Pelotas	460	707	204	1.371	10,7
Ijuí	133	1.016	0	1.149	9,0
Quaraí	0	372	0	372	2,9
Ibicuí	0	16	172	188	1,5
Total	5.182	6.482	1.152	12.816	
%	40,4	50,6	9,0	100,0	100,0

(*) Há duas sub-bacias (rio Uruguai e outros e rio Uruguai, Negro e outros) para as quais não há indicação de potencial hidrelétrico.

Nota: 1) potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada, a saber: Barra Grande (460 MW), São José (51 MW), Passo de São João (77 MW), Campos Novos (880 MW) e Foz do Chapecó (855 MW); e 2) inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial.

Paraná

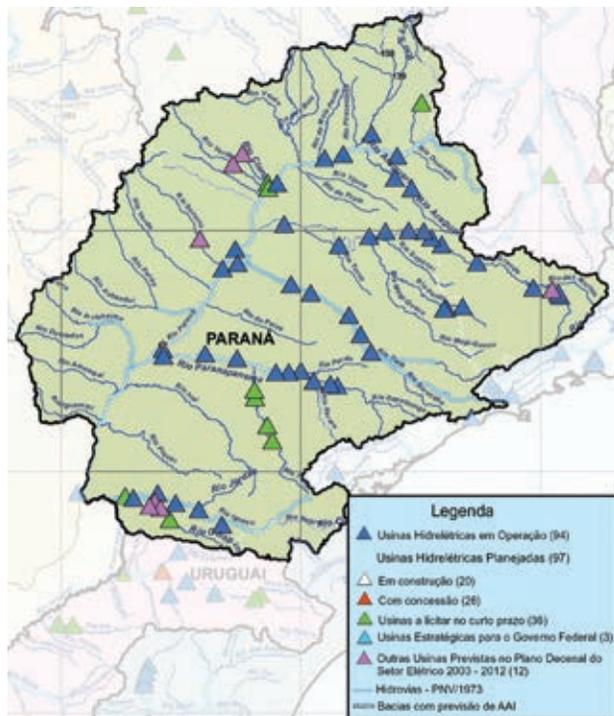
A bacia do Paraná, cujo curso principal é formado pelos rios Grande e Paranaíba e, a partir da confluência de ambos, pelo rio Paraná, cobre uma extensa área de drenagem (no Brasil, são mais de 877.000 km², ou 105 do território nacional) e atravessa uma área de grande importância sócio-econômica. Evidência disto é a população que habita essa área, mais de 50 milhões de pessoas, ou 32% da população brasileira.

As características dessa bacia, regime de águas (disponibilidade hídrica de 346,9 km³/ano), e declividade, fazem dela uma das mais importantes em termos de potencial hidrelétrico: são quase 58.000 MW (22% do potencial nacional). O desenvolvimento econômico da região explica porque é, das regiões hidrográficas brasileiras, a que apresenta o maior índice de aproveitamento desse potencial (mais de 72%, contra a média nacional de pouco mais de 30%).

Assim, se é importante hoje pelo seu potencial hidrelétrico, essa bacia perde essa importância relativa dentro de uma perspectiva de longo prazo em razão desse elevado índice de aproveitamento já realizado.

Nessa região hidrográfica, cuja representação cartográfica pode ser vista na Figura 27, encontram-se muitas das principais hidrelétricas brasileiras, incluindo a usina binacional de Itaipu, com 14.000 MW. A partir de Itaipu, o rio Paraná corre fora do território brasileiro.

Figura 27 – Região hidrográfica do Paraná



Fonte: ANA, 2005.

A Tabela 22 resume as informações gerais sobre o potencial hidrelétrico dessa região hidrográfica. Nesse quadro, é considerado 50% do potencial binacional.

Tabela 22 – Região hidrográfica do Paraná – potencial hidrelétrico (MW)

Sub-bacia	Aproveitado	Inventário	Estimado	Total	%
Paranapanema	9.467	4.864	968	15.299	26,5
Paranaíba	8.733	1.613	2.261	12.607	21,8
Iguaçu	7.360	1.654	793	9.807	17,0
Grande	7.722	1.152	749	9.623	16,6
Tietê	5.385	115	198	5.698	9,9
Pardo	3.029	1.344	394	4.767	8,2
Total	41.696	10.742	5.363	57.801	
%	72,1	18,6	9,3	100,0	100,0

Nota: 1) potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada, que, conforme o PDEE 2006-2015 (EPE, 2006e), somam 2.933 MW; e 2) inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial.

Fonte: ANA, 2005.

Paraguai

Por fim, há a região hidrográfica do Paraguai, cujo curso d'água principal é o rio de mesmo nome. Com as bacias dos rios Paraná e Uruguai, essa região integra a bacia platina.

A área de drenagem, em território brasileiro, é de 368.000 km² e é dominada por uma região plana, em que se destaca o pantanal mato-grossense. Dessa forma, e considerando sua disponibilidade hídrica (40,7 km³/ano), o potencial hidrelétrico da região é de apenas 3.100 MW, dos quais 499 MW estão aproveitados e mais da metade apenas estimado, isto é, não investigado nem mesmo ao nível de inventário.

A representação cartográfica da região está na Figura 28 são resumidas as informações gerais sobre seu potencial hidrelétrico.

Figura 28 – Região hidrográfica do Paraguai



Fonte: ANA, 2005.

■ 5.6. Resumo

Dado esse panorama, pode-se compor o quadro geral do potencial hidrelétrico brasileiro apresentado na Tabela 23.

Os números refletem a importância da qual se reveste o potencial da bacia do Amazonas, a mais importante dentro de uma perspectiva de longo prazo. De fato, do potencial a aproveitar, mais de 60% situam-se nessa bacia, mesmo que não se considere os recursos ditos estimados.

Esses dados revelam, ainda, outras estatísticas interessantes: a segunda bacia brasileira mais importante

em termos de recursos hidrelétricos, a bacia do Paraná, apresenta um índice de aproveitamento (definido como a relação entre o potencial aproveitado e o potencial total) de 72%. Excluído os recursos estimados, esse índice é ainda mais elevado, chegando próximo a 80%. Esses índices, calculados para a bacia do São Francisco, embora um pouco menores, são também expressivos, de 62 e 65%, respectivamente. Em qualquer caso, são índices inferiores aos que se observam em países como França (acima de 90%) e Alemanha (74%)¹⁵. Revelam, por fim, que é perfeitamente plausível, do ponto de vista técnico, admitir índices de aproveitamento de recursos hidrelétricos razoavelmente elevados para outras bacias.

Tabela 23 – Potencial hidrelétrico brasileiro (MW)

Bacia	Aproveitado	Inventário	Estimado	Total	%
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	11,2
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2
Parnaíba	225	819	0	1.044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	< 0,1
Total	77.777	126.164	47.549	251.490	100,0
%	30,9	50,2	18,9	100,0	

Nota: 1) potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada; 2) inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial; 3) valores consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais; 4) valores não incluem o potencial de pequenas centrais hidrelétricas.

6. Potencial de geração

Na perspectiva do uso dos recursos hídricos nacionais como fonte primária de energia no horizonte do PNE 2030, o potencial de geração de energia elétrica será dado pela potência que poderia ser instalada conforme as hipóteses formuladas para seu aproveitamento, notadamente tendo em conta as interferências ambientais.

Se considerado que certas interferências são intransponíveis, a possibilidade de aproveitamento desse potencial no horizonte do estudo se reduz muito. Por exemplo, o potencial a aproveitar indicado na seção precedente, de 126.164 MW, excluídos os recursos estimados, “encolhe” para 116.199 MW, se desconsiderados os aproveitamentos que apresentam interferência direta em parques e florestas nacionais; ou, então, para 87.069 MW, se desconsiderados aqueles que interferem diretamente com terras indígenas; ou, ainda, para 77.104 MW se somadas as duas interferências.

15 Electricité de France - EDF, 2006 e Deutsch Energie-Agentur GmbH (DENA), 2006.

Excluir, liminarmente, esse potencial significa definir, desde logo, que uma parcela importante da demanda por energia elétrica no ano horizonte será atendida por outras fontes, não necessariamente mais competitivas que a opção hidrelétrica. De fato, dependendo do cenário macroeconômico considerado, pode-se estimar que o parque gerador de energia elétrica brasileiro em 2030 terá uma potência instalada entre 210 e 250 mil MW. Isso significa uma potência incremental, em relação ao parque hoje existente, de 120 a 160 mil MW. Esse número é muito maior que a disponibilidade de recursos hídricos restringida aprioristicamente em razão de suas interferências ambientais.

Ademais, é sabido que o conhecimento do potencial hidrelétrico carece de estudos mais detalhados. Não raro, tem ocorrido de se evoluir nas concepções de projetos com redução significativa das interferências ambientais sem, no entanto, redução expressiva de seu valor energético.

Por fim, interferências ambientais são dinâmicas. A situação descrita reflete o estado atual de conhecimento e compreensão dessas interferências. É verdade que poderá haver situações em que o desenvolvimento de uma região onde se localiza um certo potencial leve ao aumento de interferências. Mas, é verdade também que o conhecimento mais detalhado poderá indicar que as avaliações atuais estejam superdimensionadas.

Por tudo isso, para efeito deste trabalho, não se descartou liminarmente nenhuma parcela do potencial por essas interferências. Por outro lado, não se pode desconhecer que elas existem. O procedimento então foi formular hipóteses quanto à temporalidade do aproveitamento deste potencial, admitindo que maior nível de estudos, pesquisas e investigações possam indicar soluções ambiental e socialmente admissíveis para aproveitamento do potencial. Pela mesma razão, excluiu-se, da avaliação do potencial de geração hidrelétrica, os recursos ditos estimados, que correspondem a quase 20% dos recursos totais. E, ainda, arbitrou-se um índice máximo de aproveitamento do potencial, tomando como *benchmark* o índice que já se observa hoje na bacia do rio Paraná (70%).

Em resumo, as hipóteses adotadas para avaliação do aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro a longo prazo, foram:

- potencial passível de ser aproveitado até 2015: indicações já consideradas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (EPE, 2006e);
- aproveitamento do potencial da bacia do Amazonas;
- passível de ser aproveitado até 2020: indicações apresentadas na seção 5.3 desta nota técnica, consideradas sem restrições ambientais;
- passível de ser aproveitado após 2020 e até 2030: demais indicações apresentadas na seção 5.3;
- aproveitamento do potencial das demais bacias após 2015: evolução do índice de aproveitamento (calculado sobre o potencial total) até 70%, ao ritmo de 5% por períodos de 5 anos; e
- aproveitamento do potencial estimado remanescente: não considerado no horizonte do estudo (2030)

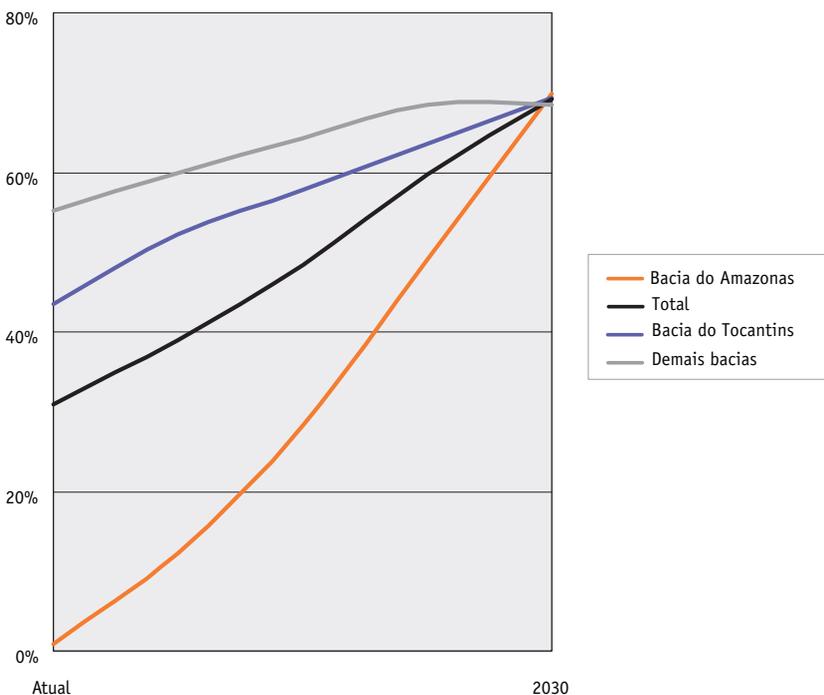
Em termos quantitativos, essas hipóteses compreendem a possibilidade de se chegar a uma potência hidrelétrica de até 174 mil MW em 2030, conforme indicado na Tabela 24, e de uma evolução do índice de aproveitamento do potencial hidrelétrico conforme indicado na Figura 29.

Tabela 24 – Potencial de geração dos recursos hídricos (MW)

Bacia	Amazonas	Tocantins/ Araguaia	Demais	Total
Potencial aproveitado	835	12.198	64.744	77.777
Expansão potencial até 2015	12.153	2.428	5.563	20.244
Expansão potencial 2015-2020	16.943	1.600	5.000	23.543
Expansão potencial 2020-2030	44.200	3.200	5.000	52.400
Total	74.231	19.426	80.307	173.964

Nota: 1) potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada; 2) valores consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais; 3) valores não incluem o potencial de pequenas centrais hidrelétricas.

Figura 29 – Trajetória potencial do índice de aproveitamento dos recursos hidrelétricos nacionais



É importante ressaltar que não se trata aqui de números do potencial que será efetivamente desenvolvido, mas sim daquele que será considerado como passível de aproveitamento nos estudos do PNE 2030. A indicação da efetiva evolução da capacidade instalada hidrelétrica, ou de sua participação na matriz energética brasileira a longo prazo, será resultado da avaliação das estratégias para expansão da oferta. E, nessa avaliação, será examinada a possibilidade de otimização econômica dessa expansão, tendo em conta os custos das diferentes fontes de geração (investimento e combustível, quando for o caso), os custos da transmissão, custos internalizados dos impactos ambientais, externalidades e outros aspectos de natureza estratégica, como a dependência externa de energia, a capacitação da indústria nacional e etc.

7. Resumo e conclusões

■ 7.1. Considerações iniciais

A análise efetuada neste trabalho ratificou as seguintes conclusões:

- o grande potencial hidrelétrico disponível nas regiões Sudeste e Nordeste já foi basicamente explorado, embora ainda remanesça um potencial a explorar nessas regiões;
- o nível de conhecimento (estudos de inventário, viabilidade e etc.) do potencial a explorar é ainda relativamente pequeno;
- grande parte do potencial hidrelétrico a explorar concentra-se nas regiões Norte e Centro-Oeste.

Nessas condições, há vários desafios a serem superados para incremento da expansão hidrelétrica no Brasil, especialmente no que se refere à regulação ambiental. Dois terços do território nacional está coberto por dois biomas de alto interesse do ponto-de-vista ambiental, como o são a Amazônia e o Cerrado, e 70% do potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar localizam-se nesses biomas. Pode-se, portanto, antever dificuldades para a expansão da oferta hidrelétrica. Em adição, essas dificuldades têm sido amplificadas por uma abordagem que se apóia em uma ótica ultrapassada, pela qual projetos hidrelétricos, por provocarem impactos socioambientais, não podem constituir-se em elementos de integração e inclusão social, e também de preservação dos meios naturais.

■ 7.2. Usos múltiplos e aspectos ambientais

Outro aspecto relevante a ser considerado na utilização dos recursos hídricos para geração hidrelétrica envolve sua utilização para outros usos em segmentos diferentes da economia. No contexto atual, não se dispor do plano de recursos hídricos para uma bacia pode introduzir elementos de incerteza quanto ao aproveitamento do potencial hidrelétrico dessa bacia. Ocorre que, à urgência do setor energético, em geral, e do setor elétrico, em particular, com relação a essas definições se contrapõe o processo de elaboração dos planos, caracteristicamente longo e sujeito a controvérsias em razão dos conflitos de interesses a serem conciliados. É verdade que se, por um lado, esse processo pode introduzir restrições que resultem em eventual redução do potencial hidrelétrico, por outro sinaliza para a construção de soluções que sejam, em princípio, mais robustas e permanentes, minimizando riscos futuros. A EPE, de várias formas, tem participado desse processo. Uma contribuição relevante são as avaliações ambientais integradas que vêm realizando, desde a fase dos estudos de inventário.

Na Amazônia e no Centro-Oeste, a competição pelo uso da água é, ainda hoje, menor que em outras regiões. Contudo, pressões ambientais apoiadas em motivações de outra natureza, são mais fortes.

Uma das “soluções” sugeridas como forma de conciliar interesses e objetivos tão díspares e mitigar impactos ambientais é limitar a operação do reservatório das novas usinas. No mínimo é uma opção que carece de análise a um só tempo mais detalhada e abrangente. Com efeito, a introdução crescente de “usinas a fio d’água” (sem regularização sazonal ou plurianual) no sistema, limitando a idéia de “reserva estratégica”, irá requerer maior flexibilidade operativa dos reservatórios existentes, o que significa maior variação de nível, em termos de amplitude e frequência, e, também, maior fluxo de intercâmbio inter-regional. Esse “efeito colateral” da solução contraria as premissas sobre as quais ela se construiu.

■ 7.3. Aspectos tecnológicos

A morfologia da região amazônica, onde se concentra a maior parte do potencial hidrelétrico a aproveitar, sugere usinas hidrelétricas de baixa queda e elevada vazão turbinada. Isso significa a aplicação de turbinas de um tipo pouco comum no sistema brasileiro. E ainda: significa potências unitárias elevadas para esse tipo de turbina.

De fato, turbinas “bulbo” parecem ser as mais adequadas para vários aproveitamentos na Amazônia brasileira, onde há baixa queda e grande fluxo de água. Por serem tipicamente turbinas de fluxo, com gerador incorporado, permitiriam minimizar a área alagada. Turbinas deste tipo são largamente encontradas em aproveitamentos hidrelétricos de baixa queda em vários países. Ocorre que a vazão nos rios amazônicos por vezes é tão grande que, mesmo em sítios de baixa queda, a potência unitária tende a ser muito elevada. É o caso, por exemplo, das usinas de Santo Antonio e Jirau, em estudo no rio Madeira, em Rondônia. Note-se que, em ambos os casos, a potência unitária é superior a 70 MW, o que indica um desafio tecnológico.

Ainda no campo da geração, há a questão da recapitação e modernização de usinas existentes, idéia que ganha força na medida do avanço cronológico dos equipamentos em operação. É inegável que a recapitação e a modernização do parque existente é uma ação necessária. Deve-se ter em vista, contudo, que seu principal benefício, não negligenciável, por suposto, é a recuperação e a manutenção da produção da instalação. Ganhos de energia são marginais, até porque, como já assinalado, o rendimento da conversão de energia na hidreletricidade é, já, bastante elevado. Isso quer dizer que ações de recapitação e modernização de usinas existentes não configuram alternativa relevante para compor a expansão da oferta de energia elétrica no país uma vez que, com elas, não se agrega energia “nova” em volumes significativos.

Da mesma forma, aspectos tecnológicos também são relevantes na questão da transmissão quando se tem em vista o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia. Com efeito, a floresta e as grandes distâncias envolvidas entre os sítios de geração e os mercados consumidores de maior magnitude descortinam o uso de tecnologias que permitam maximizar o volume de energia transportado, travessias de rios ou sítios que poderão exigir grandes vãos de linha e torres de grande altura, para minimizar impactos sobre o meio físico.

■ 7.4. Bacia do Amazonas

A bacia do Amazonas possui o maior potencial hidrelétrico brasileiro, porém, é, também, a que apresenta as maiores restrições do ponto de vista ambiental. Nesta nota técnica, ficou indicado que o potencial hidrelétrico a aproveitar nessa bacia é de cerca de 106.000 MW. Excluindo o potencial remanescente não individualizado (28.000 MW), o potencial na bacia é avaliado em 77.058 MW.

A proporção desse potencial que pode ser considerada sem restrições ambientais significativas é de apenas 38%. Mais de 44% do potencial apresenta interferência direta com terras indígenas, o que não surpreende, em razão de mais de 25% da Amazônia estar assim reservada. Parques nacionais são a segunda interferência mais relevante.

O potencial hidrelétrico a aproveitar na bacia é também pouco investigado. Embora mais de um terço do potencial já esteja estudado em nível mínimo de viabilidade, ainda quase 44% está apenas estimado. Além disso, mais de 35% do potencial sem restrições ambientais ainda é apenas estimado, isto é, não está estudado sequer ao nível de inventário.

Esses números refletem a importância da qual se reveste o potencial da bacia do Amazonas, a mais impor-

tante dentro de uma perspectiva de longo prazo. De fato, do potencial a aproveitar, mais de 60% situam-se nessa bacia, mesmo que não se considere os recursos ditos estimados.

■ 7.5. Potencial de geração hidrelétrica

Na nota técnica constatou-se estatísticas interessantes: a segunda bacia brasileira mais importante em termos de recursos hidrelétricos, a bacia do Paraná, apresenta um índice de aproveitamento (definido como a relação entre o potencial aproveitado e o potencial total) de 72%. Excluído os recursos estimados, esse índice é ainda mais elevado, chegando próximo a 80%. Esses índices, calculados para a bacia do São Francisco, embora um pouco menores, são também expressivos, de 62 e 65%, respectivamente. Em qualquer caso, são índices inferiores aos que se observam em países como França e Alemanha. Conclui-se que é perfeitamente plausível, do ponto de vista técnico, admitir índices de aproveitamento de recursos hidrelétricos razoavelmente elevados para outras bacias.

Se considerado que certas interferências ambientais são intransponíveis, a possibilidade de aproveitamento, no horizonte do estudo, do potencial hidrelétrico nacional ainda inexplorado se reduz bastante. Por exemplo, o total indicado nesta nota técnica, de 126.164 MW, excluídos os recursos estimados, “encolhe” para 116.199 MW, se desconsiderados os aproveitamentos que apresentam interferência direta parques e florestas nacionais; ou, então, para 87.069 MW, se desconsiderados aqueles que interferem diretamente com terras indígenas; ou, ainda, para 77.104 MW se somadas as duas interferências.

Excluir, liminarmente, esse potencial significa definir, desde logo, que, no ano horizonte, uma parcela importante da demanda por energia elétrica será atendida por outras fontes, não necessariamente mais competitivas que a opção hidrelétrica. De fato, dependendo do cenário macroeconômico considerado, pode-se estimar que o parque gerador de energia elétrica brasileiro em 2030 terá uma potência instalada entre 210 e 250 mil MW. Isso significa uma potência incremental, em relação ao parque hoje existente, de 120 a 160 mil MW. Esse número é muito maior que a disponibilidade de recursos hídricos restringida aprioristicamente em razão de suas interferências ambientais.

Em termos quantitativos, as hipóteses consideradas nesta nota técnica indicam como potencial hidrelétrico a aproveitar até 2030 o valor de 174.000 MW.

8. Referências bibliográficas

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Banco de Informações de Geração**. Banco de dados sobre empreendimentos para geração de energia elétrica no Brasil disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em abril de 2006.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª edição. Brasília: ANEEL, 2006.

ANA [Agência Nacional de Águas]. **Aproveitamento do Potencial Hidráulico para Geração de Energia**. Caderno de Recursos Hídricos. Brasília: ANA, 2005.

ANA [Agência Nacional de Águas]. **Informações sobre a gestão de recursos hídricos no Brasil**. Conjunto de informações disponíveis em <<http://www.ana.gov.br>>. Acesso em julho de 2006.

BERMANN et alii. **A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental**. Brasília: WWF, 2004.

CHAVES, J. R. A. et alii. **Repotenciação do Parque Gerador Existente : Uma Alternativa de Baixo Custo e Reduzido Prazo de Implantação para Minimizar o Crescente Risco de Déficit de Ponta do Sistema**. In: XIV SNP-TEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belém: Anais, 1997.

D'ARAUJO, R.P. **Reflexões sobre o Futuro do Setor Elétrico**, In: Reuniões Temáticas na EPE: Geração Hidrelétrica, Rio de Janeiro, 2006. Notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.

ELETROBRÁS [Centrais Elétricas Brasileiras S.A.]. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993 – 2015 - Plano 2015**. 5 vol. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1992.

ELETROBRÁS [Centrais Elétricas Brasileiras S.A.]. **Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT**. Informações (tabelas e mapas) referentes à atualização de julho de 2005 disponíveis em <<http://www.elektrobras.com.br>>. Acesso em julho de 2006.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Balço Energético Nacional 2005 – Ano base 2004**. EPE: Rio de Janeiro, 2005.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Geração Hidrelétrica: Potencial Hidrelétrico Brasileiro**. Nota Técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2006a.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Geração Hidrelétrica: Caracterização Técnico-econômica**. Nota Técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2006b.

EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. **Estudos de Inventário e Avaliação Ambiental Integrada – AAI**. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: EPE, 2006c.

EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. **Geração Hidrelétrica e Fontes Renováveis**. Apresentação em PowerPoint disponível em <<http://www.epe.gov.br/Estudos.html>>. Rio de Janeiro: EPE, 2006d.

EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2006e.

EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. **Estatística e Análise do Mercado de Energia Elétrica – mês base: junho de 2006**. Boletim mensal. Rio de Janeiro: EPE, 2006f.

EPE [EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA]. **Integração dos Sistemas Isolados**. Nota Técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2006g.

GE POWER. **Hydro Turbines**. Informações disponíveis em <http://www.gepower.com/prod_serv/products/hydro/en/turbines>. Acesso em fevereiro de 2006

GONDIM, J. **Usos Múltiplos da Água**, In: Reuniões Temáticas na EPE: Geração Hidrelétrica, Rio de Janeiro, 2006. Notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.

HITACHI. **Hydro Turbine**. Informações disponíveis em <<http://www.pi.hitachi.co.jp/hydraulic-turbine/product>>. Acesso em 23 de julho de 2006.

IEA [International Energy Agency]. **Key World Energy Statistics**. Paris: IEA, 2005

IRN [International Rivers Network]. **Letter to Ken Newcombe**. Documento disponível em <<http://www.irn.org/programs/greenhouse/...>>. Acesso em agosto de 2006a.

IRN [International Rivers Network]. **Tropical Hydropower is a Significant Source of Greenhouse Gas Emissions**. Artigo disponível em <<http://www.irn.org/programs/greenhouse/...>>. Acesso em agosto de 2006b.

KELMAN, J. **Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em consideração o uso múltiplo da água**. Brasília: ANA, novembro de 2002

MELO, A. C. G. **Brazilian Workshop on Modelling and Energy Planning**. Session 5: Modelling in the Electricity Sector. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: CEPEL, 2004.

NATTA [Network for Alternative Technology and Technology Assessment]. **NATTA's Journal Renew, n. 153, jan-fev 2005**. Artigos diversos. Extrato disponível em <<http://eeru.open.ac.uk/natta/rol.html>>. Acesso em agosto de 2006.

NASCIMENTO, José G. A. do **Considerações sobre Incentivos Regulatórios à Geração Descentralizada de Energia Elétrica no Brasil**. Itajubá, 1999.

ONS [Operador Nacional do Sistema Elétrico]. **Informações sobre o sistema elétrico brasileiro**. Conjunto de informações disponíveis em <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em julho de 2006.

RAZAVI, H. **Innovative Approaches to Financing Environmentally Sustainable Energy Development in Northeast Asia**. Artigo disponível em <<http://www.nautilus.org/archives>>. Acesso em abril de 2006. Pequim: [s.n.], 1997

SANTOS, C. M. P., COELHO, J. e DIAS, A. **Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras**. In XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu – PR: Anais, 1999.

SANTOS, M.F.M. **A Importância da Complementaridade Térmica**, In: BR Soluções. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: [s.n.], [s.d.]

SHUHUA, Gu e WENQIANG, Liu. **The Role of Renewable Energy Options in China's Present and Future Energy System**. Texto disponível em <<http://www.nautilus.org>>. Pequim: ITEESA, [s.d.]

UNIDO [United Nations Industrial Development Organization]. **Hydropower: World Water Assessment Programme**. Disponível em <<http://wwap.unesco.org>>, atualizado em abril de 2004. Acesso em abril de 2006

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Juarez Castrillon Lopes
Renato Pinto de Queiroz

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini

Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia
Emílio Hiroshi Matsumura

SUMÁRIO

1.	Introdução	67
2.	Energia hidráulica no mundo.....	68
2.1.	Potencial.....	68
2.2.	Evolução recente	71
3.	Potencial hidrelétrico Brasileiro.....	73
3.1.	Introdução	73
3.2.	Potencial.....	74
3.3.	Evolução do aproveitamento do potencial.....	77
3.4.	Potencial aproveitado.....	79
4.	Estimativas de custo do potencial a aproveitar	84
5.	Considerações sobre a expansão hidrelétrica no Brasil.....	86
5.1.	Aumento do portfólio de projetos.....	87
5.2.	Crescimento do mercado	87
5.3.	Transmissão	88
5.4.	Meio ambiente	88
5.5.	Competitividade	90
6.	Referências	92
6.1.	Reuniões temáticas na EPE: geração hidrelétrica.....	92
6.2.	Referências bibliográficas	92

1. Introdução

O uso da energia hidráulica não é uma idéia nova. Já na Antiguidade rodas d'água de madeira foram utilizadas para converter a energia cinética em energia mecânica, particularmente para o bombeamento de água e moagem de grãos. Contudo, apenas no final do século XIX foi construída a primeira usina hidrelétrica para produção de eletricidade. As primeiras usinas eram de pequeno porte e aproveitavam quedas d'água situadas próximas aos centros urbanos. Por essa época, conforme assinala Tolmasquim (2005), “a tecnologia disponível limitava não só o porte das usinas como também a extensão das linhas de transmissão. Avanços tecnológicos permitiram ganhos expressivos de escala na produção e, ainda, a transmissão da energia por longas distâncias, contribuindo, decisivamente, para a disseminação do uso da energia hidrelétrica no mundo”.

No Brasil, segundo Poulon e Martins Neto (2000), a primeira utilização de energia hidrelétrica ocorreu em 1883, quando foi instalada, em Diamantina, Minas Gerais, uma pequena usina com a finalidade de movimentar duas bombas de desmonte hidráulico. Uma linha de transmissão de 2 km levava a energia produzida para as máquinas.

Uma segunda usina foi instalada também em Minas Gerais. Começou a operar em 1887, em Nova Lima e foi construída pela *Compagnie des Mines d'Or du Faria*. Como a primeira, essa usina também estava relacionada a trabalhos de mineração. Nesse caso, uma pequena linha de transmissão permitia a iluminação da mina e também das casas dos trabalhadores, que residiam próximo à instalação.

A primeira usina destinada ao serviço público também foi construída em Minas Gerais. Trata-se da usina de Marmelos-0, em Juiz de Fora, considerada, à época, de maior porte, com seus 625 kW instalados¹. A energia produzida destinava-se a uma fábrica de tecidos e à iluminação pública da cidade.

Em 1913, iniciou-se o aproveitamento do potencial do rio São Francisco, com a construção da usina de Anjiquinho, nas Cachoeiras de Paulo Afonso, entre Alagoas e Bahia.

Assim, pode-se dizer que o levantamento e o aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro iniciaram-se há mais de um século. Esses estudos, contudo, não eram sistematizados e tampouco abrangentes. Normalmente, restringiam-se a um trecho pequeno de um rio, onde ocorriam potenciais visivelmente atraentes dos pontos de vista energético e econômico e havia relativa facilidade de acesso. Além disso, eram naturalmente condicionados pelo interesse específico do empreendedor e sua capacidade de investimento.

O primeiro grande estudo sistemático, metodologicamente consistente e abrangente data da década de 60 do século passado. Trata-se dos estudos da CANAMBRA, sigla pela qual foi identificado e ficou nacionalmente conhecido o consórcio de consultores canadenses, norte-americanos e brasileiros que desenvolveu ampla investigação do potencial hidrelétrico do Centro-Sul brasileiro (atuais Regiões Sudeste e Centro-Oeste, parte). O sucesso do estudo foi tal que o escopo dos serviços foi ampliado, abrangendo também a Região Sul.

Conforme o “*Final Report of the Power Study of South Central Brazil*”, de 1967 (*apud* ERBER, P., Erber [s.d.]), fora possível identificar um potencial promissor, em termos econômicos e energéticos, de cerca de 30.000 MW (ver Tabela 1).

1 Em 1889, a usina foi inaugurada com duas turbinas de 250 kW cada uma. Três anos mais tarde, ocorreu a ampliação, com a instalação de mais uma grupo gerador de 125 kW.

Tabela 1 – Potencial hidrelétrico no centro sul do Brasil (década de 60)

Bacia/Usina	Número de usinas	Energia firme	Potência instalada
		MW médio ⁽²⁾	MW ⁽¹⁾
Alto Rio Grande	7	1.838	3.675
Baixo Rio Grande	3	2.932	5.865
Bacia do Paranaíba	12	3.536	7.070
Bacia do Tibagi	8	990	1.980
Bacia do Rio Doce	10	1.050	2.100
Paraná ⁽³⁾	2	4.406	8.810
Total⁽⁴⁾	42	14.752	29.500

Nota: (1) valores do estudo; (2) calculado a partir da aplicação de um fator de capacidade de 50%; e (3) exclusive o potencial do Guairá (Itaipu).

Fonte: CANAMBRA, 1967, apud P. Erber.

Boa parte desse potencial já está, hoje, aproveitado. Somente considerando usinas com potência superior a 1.000 MW, há instalados mais de 17.000 MW em 10 usinas, a saber:

- no Rio Grande: Marimondo (1.440 MW), Água Vermelha (1.396 MW), Furnas (1.270 MW) e Estreito (1.050 MW);
- no Rio Paranaíba: Itumbiara (2.124 MW), São Simão (1.710 MW) e Emborcação (1.192 MW);
- no Rio Paraná: Ilha Solteira (3.444 MW), Porto Primavera (1.980 MW) e Jupirá (1.551 MW);

No Sul, o relatório *“Power Study of the South of Brazil”*, de 1969, também indicou um importante potencial competitivo, de mais de 23.000 MW. Também nesse caso, forma já desenvolvidas várias usinas de grande porte indicadas pelos estudos da CANAMBRA, merecendo destaque 8 delas, que totalizam quase 10.000 MW:

- no Rio Iguaçu: Foz do Areia (1.676 MW), Salto Santiago (1.420 MW), Salto Segredo (1.260 MW), Salto Caxias (1.240 MW) e Salto Osório (1.078 MW);
- na Bacia do Rio Uruguai: Ita (1.450 MW) e Machadinho (1.140 MW) e Barra Grande (690 MW).

A partir da década de 70, a Eletrobrás e suas subsidiárias, deram continuidade ao levantamento sistemático do potencial hidrelétrico nacional, sendo de se destacar a incorporação do potencial da região Amazônica, elevando consideravelmente o número global do potencial tecnicamente aproveitável do país.

2. Energia hidráulica no mundo²

■ 2.1. Potencial

Uma estimativa teórica da quantidade de energia hidráulica disponível no mundo pode ser feita por meio da aplicação direta da fórmula de cálculo da energia potencial, considerando a massa de precipitação média anual do planeta menos a evaporação média e a altura média da superfície terrestre. O produto desses dois fatores pela aceleração da gravidade fornece essa primeira estimativa global.

2 A descrição geral que se apresenta nesta seção se apóia em Tolmasquim (2005), cap. 2.

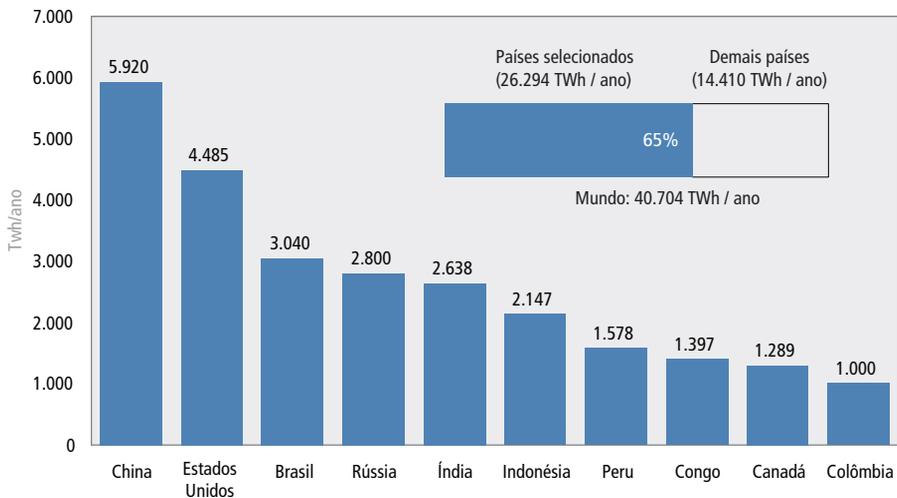
Conforme Boyle (1996), a energia potencial hidráulica mundial é da ordem de 200 mil TWh por ano. Naturalmente, esse potencial teórico não é totalmente aproveitável. Em primeiro lugar, há que se considerar que grande parte da massa de precipitação ocorre em regiões inacessíveis do planeta. Há também a evaporação dessa massa, antes mesmo que possa ser utilizada. E há, ainda, as perdas nos canais e tubulações e no próprio processo de conversão em eletricidade.

Baseado em estudo do *World Energy Council*, pode-se estimar que o potencial disponível para aproveitamento hidráulico, dito recurso total, corresponde a cerca de 20% do valor teórico acima indicado, ou o equivalente a 40.700 TWh/ano, ou a 3.500 milhões de tep.

Cerca de 65% desse recurso estão concentrados em apenas 10 países, todos com potencial igual ou superior a 1.000 TWh/ano. Nesse *ranking*, o Brasil ocupa o terceiro posto, superado apenas por China e pelos Estados Unidos (ver Figura 1).

Mesmo esse potencial ainda deve ser considerado um valor teórico. De fato, a quantidade de energia hidráulica efetivamente disponível depende de outros fatores relevantes. Entre esses fatores relacionam-se a topografia, o regime de chuvas, a tecnologia e, também, o período de efetivo funcionamento da instalação, quando integrada a um sistema elétrico. Ao valor estimado considerando esses fatores convencionou-se chamar de potencial tecnicamente aproveitável.

Figura 1 – Potencial hidrelétrico teórico no mundo – recurso total

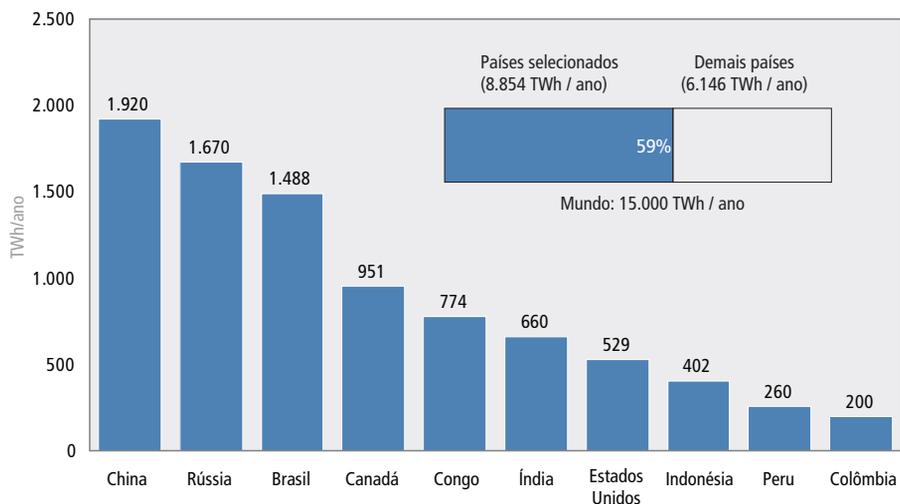


Fonte: World Energy Council.

Lafitte (2001), tomando por base estudo do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD, intitulado “*World Energy Assessment*”, estima que o potencial tecnicamente aproveitável, em termos mundiais, corresponde a pouco mais de 35% do recurso total, devendo girar em torno de 15.000 TWh/ano.

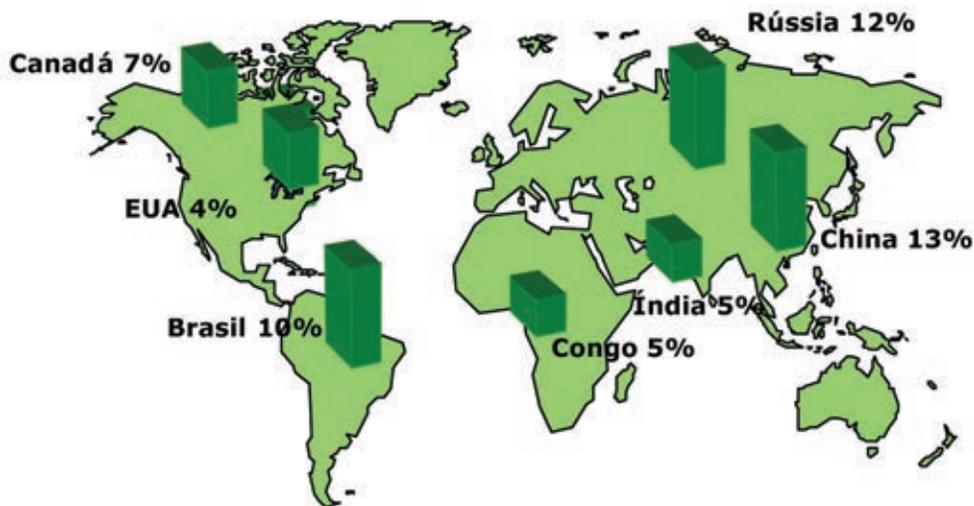
A relação entre o potencial tecnicamente aproveitável e o recurso total varia de região para região em razão das condições locais e do estágio de conhecimento (nível dos estudos e das investigações). Considerando esses aspectos, o *ranking* dos países se altera um pouco. O Brasil mantém-se como detentor do terceiro maior potencial no mundo, perdendo, agora, para a China e a Rússia (ver Figura 2 e 3). Tomados em conjunto, esses três países detêm mais de 1/3 do potencial tecnicamente aproveitável do mundo.

Figura 2 – Potencial hidrelétrico tecnicamente aproveitável no mundo



Fonte: World Energy Council.

Figura 3 – Principais potenciais hidrelétricos tecnicamente aproveitáveis no mundo



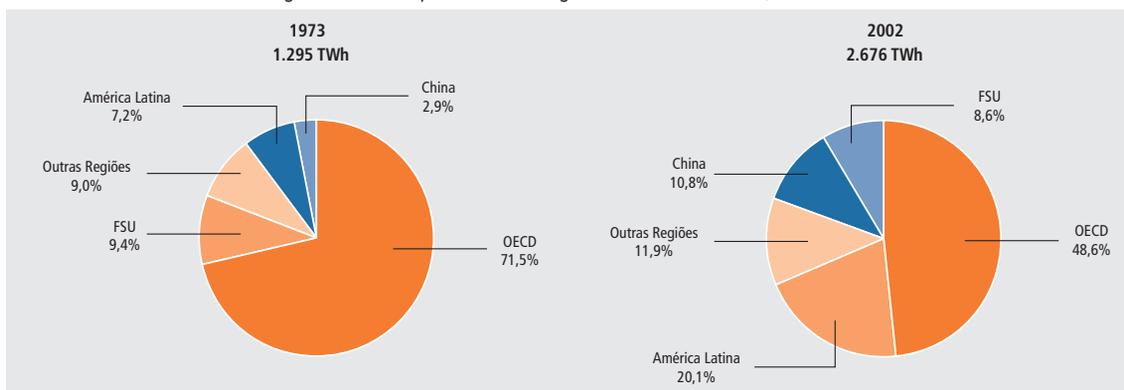
Fonte: World Energy Council.

O desenvolvimento do potencial hidrelétrico de um país pode ser relacionado com seu desenvolvimento econômico. Na nota técnica sobre a caracterização técnico-econômica da geração hidráulica (EPE, 2006a), fica evidenciado que, de uma forma geral, países economicamente desenvolvidos apresentam uma taxa de aproveitamento de seu potencial hidráulico bastante superior à dos países em desenvolvimento. O caso da França é emblemático: 100% de seu potencial tecnicamente aproveitável já estão desenvolvidos. Estados Unidos, Noruega, Japão e Alemanha já desenvolveram pelo menos 60% de seu potencial. Em contraste, o Congo, na África, que possui o 5º maior potencial do mundo, desenvolveu apenas 1% de seu recurso. No Brasil, considerando as usinas em operação e aquelas em construção ou cuja decisão de construir está tomada (concessão outorgada), já foram aproveitados pouco mais de 30% do potencial.

■ 2.2. Evolução recente

Nos últimos 30 anos, a oferta primária de energia hidráulica no mundo evoluiu concentradamente em duas regiões: Ásia, com destaque para a China, e América Latina, com destaque para o Brasil. Com efeito, segundo o *Key World Energy Statistics* (IEA, 2003), em 1973 essas duas regiões respondiam por menos de 10% da produção mundial de hidreletricidade, proporção que se elevou para quase 31% em 2003 (Figura 4).

Figura 4 – Oferta primária de energia hidráulica no mundo, 1973-2002



Nota: FSU: former Soviet Union (ex-União Soviética); OECD: Organization for Economic Cooperation and Development (Organização para a Cooperação Econômica e o Desenvolvimento)

Fonte: International Energy Agency in Key World Energy Statistics, 2003.

Apenas em 1997, a capacidade hidrelétrica instalada na Ásia foi ampliada em 100.000 MW, conforme dados da UNIDO (2004). Isso faz da Ásia o continente com o mais rápido crescimento da indústria hidrelétrica em todo o mundo. De fato, vários países asiáticos colocaram a hidreletricidade como o foco principal do desenvolvimento de seus setores energéticos.

Ainda segundo a UNIDO (2004), para países pobres e montanhosos, como o Nepal e o Laos, a exportação de eletricidade a partir da geração hidráulica oferece uma das poucas novas oportunidades de crescimento econômico.

Na China, em particular, o governo tem demonstrado a determinação de desenvolver, tanto quanto possível, os recursos hidrelétricos do país. Embora datada de 1997, a constatação de Razavi (1997) permanece válida e atual: “essa determinação está demonstrada no fato de estarem em construção [no país] cerca de 80 usinas hidrelétricas e na decisão governamental de prosseguir com a instalação de um projeto extramente desafiador como Três Gargantas. O projeto de Três Gargantas constitui-se na maior usina em todo o mundo, com um investimento estimado de US\$ 28 bilhões e a instalação de 26 unidades geradoras com capacidade de 700 MW, cada, totalizando 18.200 MW. A conclusão do projeto está prevista para 2009”.

Essa visão é corroborada pelas informações da UNIDO (2004): a China atualmente é o país que apresenta o maior nível de atividade de desenvolvimento de hidrelétricos no mundo. Além de Três Gargantas, estão em construção os projetos de Ertan (3.300 MW) e de Xiaolangdi (1.800 MW). No total, está em construção na China a potência de 50.000 MW, dobrando a capacidade instalada existente no país. Além disso: a construção de quatro grandes projetos hidrelétricos começará brevemente (Xiluodo, 14.400 MW; Xiangjiaba (6.000 MW), Longtan (4.200 MW) e Xiaowan (4.200 MW). A implementação de 80.000 MW hidrelétricos adicionais está planejada, incluindo 13 instalações na parte alta do Rio Amarelo e 10 ao longo do Rio Hongshui.

Mas, não só grandes projetos fazem parte dos esforços chineses. De acordo com Shuhua e Wenqiang [s.d.], do *Institute for Techno-Economics and Energy System Analysis – ITEESA*, entre 2005 e 2015 a capacidade instalada em PCH no país evoluirá de 28.000 para 37.000 MW, uma expansão que indica uma média de instalação superior a 1.000 MW por ano.

Também na Índia, observa-se grande expansão das facilidades hidrelétricas. De acordo com dados da UNIDO (2004), estão em construção nesse país 10.000 MW e há outros 28.000 MW planejados para os próximos anos.

3. Potencial hidrelétrico brasileiro

■ 3.1. Introdução

O Brasil forma entre o grupo de países em que a produção de eletricidade é maciçamente proveniente de usinas hidrelétricas. Essas usinas correspondem a 75% da potência instalada no país (ANEEL, 2006) e geraram, em 2005, 93% da energia elétrica requerida no Sistema Interligado Nacional – SIN (ONS, 2006).

Entre 1970 e 2003, a oferta primária de energia hidráulica cresceu mais de 2,5 vezes o crescimento médio mundial, perfazendo uma taxa média anual de 6,4% ao ano, no período. Conforme o Balanço Energético Nacional (EPE, 2006b), a oferta interna de energia hidráulica no país atingiu, em 2005, 377 TWh, sendo 340,5 TWh correspondentes à produção de usinas nacionais e o restante à importação (basicamente a metade paraguaia de Itaipu).

A importância da hidreletricidade no Brasil tem base no vasto potencial de energia hidráulica de que o país dispõe e resultou de uma opção estratégica feita ainda nos anos 50 do século passado, apesar da maior competitividade que os derivados de petróleo então apresentavam como fonte primária de energia (ALQUES, 2006).

Porém, apenas cerca de 30% do potencial hidrelétrico nacional já foi explorado, proporção bem menor do que a observada nos países industrializados. Nesse contexto, muitos defendem que a base da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil seja, mesmo em uma perspectiva de longo prazo, a hidreletricidade (TOLMASQUIM, 2005; ANEEL, 2006; SANTOS, [s.d.]). Ressalta Tolmasquim (2005) que “o desenvolvimento do potencial hidráulico de um país está relacionado com seu desenvolvimento econômico. (...) De uma forma geral, países economicamente desenvolvidos apresentam uma taxa de aproveitamento de seu potencial hidráulico bastante superior à dos países em desenvolvimento”. Com efeito, são notáveis as taxas de aproveitamento que apresentam França, Alemanha, Japão, Noruega, Estados Unidos e Suécia em contraste com as baixas taxas observada em países da África, Ásia e América do Sul – nesta, com exceção do Brasil. Também a UNIDO (2004) reconhece, conforme já salientado, a oportunidade que o desenvolvimento das facilidades hidrelétricas oferece para países pobres.

Deve-se reconhecer, todavia, que o impacto sócio-ambiental da hidreletricidade pode ser grande, especialmente no caso de aproveitamentos de maior porte. Não por acaso, as restrições ambientais tem sido crescentes. Contudo, se for considerada relevante a questão de emissões atmosféricas, as vantagens da geração hidrelétrica podem ser relevantes.

De fato, considerando uma expansão da demanda nacional por eletricidade de 4,2% ao ano até 2030, compatível com um crescimento econômico médio de 3,8% ao ano do PIB, estima-se que nesse ano a demanda brasileira poderia atingir 1.240 TWh. Uma diferença de 20% na oferta hidrelétrica para atendimento dessa demanda, supondo essa diferença substituída por geração termelétrica a gás natural, importaria em um volume de emissões de gases de efeito estufa de 86,5 milhões de toneladas equivalentes de CO₂. Isto é,

menos 20% de hidrelétricas, ou seja menos 250 TWh (ou 50.000 MW, apenas pouco mais de 70% da oferta atual), significam emissões adicionais de gases que equivalem a 4,4 vezes o total das emissões no Sistema Interligado Nacional em 2005³.

■ 3.2. Potencial

Até a primeira metade do século passado, o conhecimento do potencial hidrelétrico brasileiro era bastante limitado. Conforme já assinalado, restringia-se à identificação de alguns locais promissores nas áreas de maior interesse, entendendo-se por tal as regiões próximas aos centros de consumo. Somente a partir de 1960, com o consórcio CANAMBRA, iniciou-se uma avaliação sistematizada e abrangente do potencial.

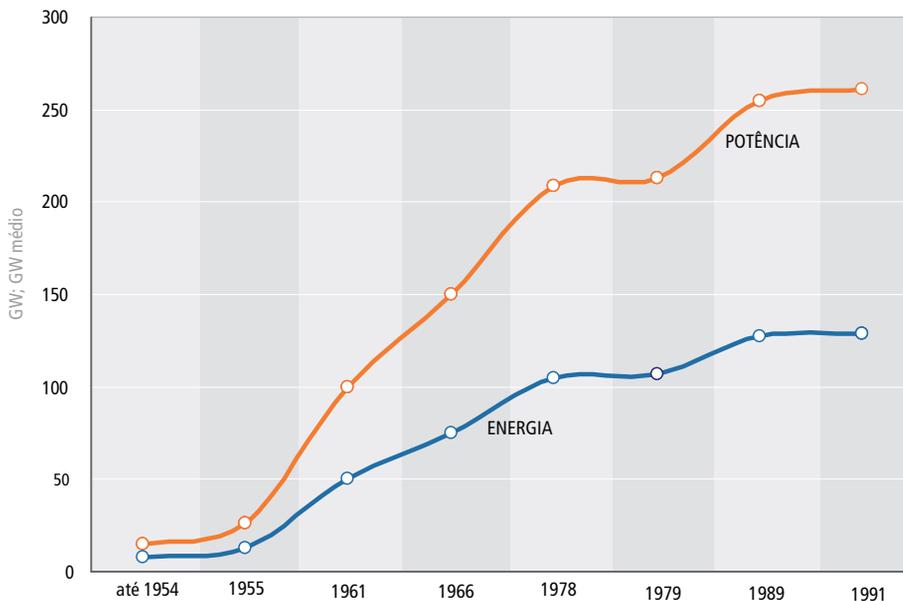
De fato, conforme o Plano 2015 (ELETROBRAS, 1994), a evolução histórica da estimativa do potencial hidrelétrico brasileiro evidencia um crescimento significativo entre 1960 e 1980, quando, além dos estudos da CANAMBRA, a Eletrobrás e suas subsidiárias, principalmente, se ocuparam de dar seguimento no levantamento sistematizado dos recursos hidrelétricos nacionais. A Figura 5, elaborada com base nas informações do Plano 2015, evidencia o exposto.

Desde a edição do Plano 2015 foram descontinuados os estudos de inventário. Com as reformas institucionais introduzidas no setor elétrico a partir da década de 90, reduziu-se muito o interesse pelo desenvolvimento de estudos dessa natureza. Não obstante a legislação assegurar o ressarcimento dos gastos por ocasião da outorga de concessão de um aproveitamento, a perspectiva de recuperação dessas despesas configurava-se incerta, sobretudo no caso de estudos de inventário. Como consequência natural, foi privilegiado, como na primeira metade do século passado, o estudo dos locais mais promissores. Verificou-se, também, uma tendência para o enquadramento do aproveitamento como pequena central hidrelétrica (potência de até 30 MW), pela menor complexidade ambiental e, principalmente, pelos benefícios fiscais que foram atribuídos a essa opção.

Assim, a última e melhor estimativa disponível do potencial hidrelétrico brasileiro é, ainda, a mesma que foi utilizada no Plano 2015: 261,4 GW. Desse total, 32% correspondem a um potencial pouco conhecido, dito estimado, e 43% estão localizados na região Norte, conforme indicado na Figura 6.

³ Nesse cálculo, considerou-se dados do ONS, que indicam um fator de emissão médio de 0,054 ton CO₂/MWh no SIN e o fator de emissão de termelétricas a gás natural calculado de acordo com os critérios atualmente adotados pelo International Panel on Climate Changes – IPCC, de 0,346 ton CO₂/MWh.

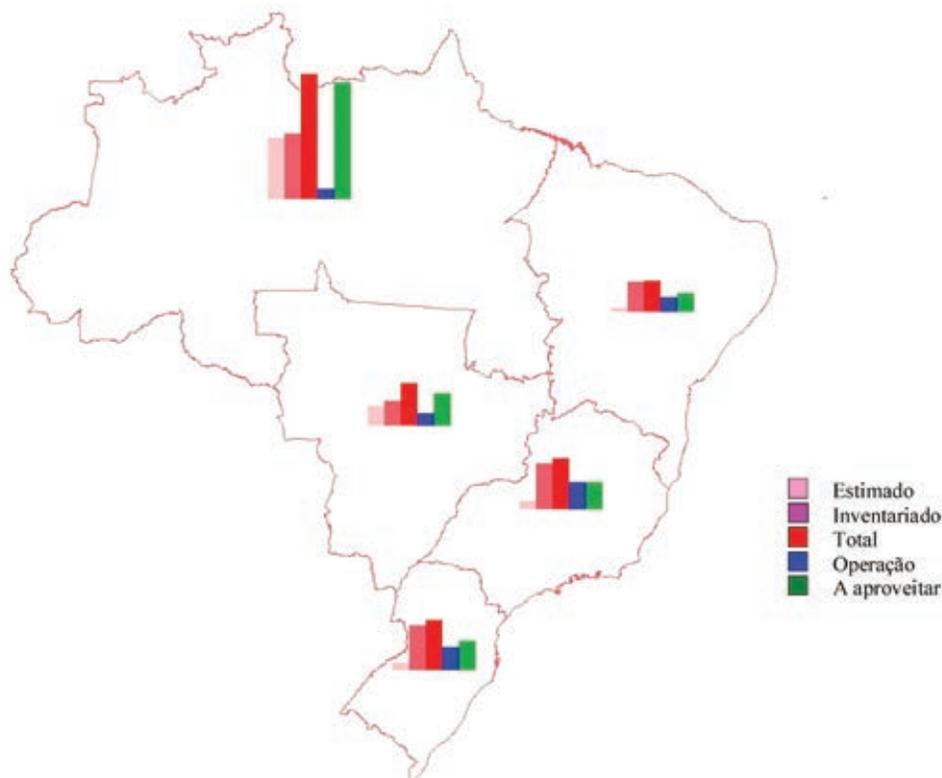
Figura 5 – Evolução do conhecimento do potencial hidrelétrico brasileiro



Nota: até 1954 - Nenhuma bacia inventariada Estimativa parcial; 1955 - Estimativa parcial; 1961 - 1a estimativa global; 1966 - CANAMBRA Sudeste / C-Oeste; 1978 - Nclusão inventários da Região Sul, das bacias do Tocantins e do Nordeste, da Amazônia e da diversidade hidrológica; 1979 - Inclusão dos inventários das bacias do Xingu e do Paraguai; 1989 - Novos inventários e dados mais precisos; e 1991 - Atualização dos dados disponíveis.
 Fonte: Plano 2015, Eletrobrás, 1994.

Importa destacar que esse valor do potencial hidrelétrico brasileiro reflete as condições de avaliação técnica, econômica e sócio-ambiental adotadas à época em que os estudos foram realizados. Assim, esse valor está naturalmente sujeito a alteração, para mais ou para menos. Se de um lado, um melhor conhecimento dos impactos e a consideração de novas restrições ambientais podem reduzir o potencial de alguns aproveitamentos, de outro é preciso levar em conta que o potencial estimado, correspondente a quase do valor total, refere-se a avaliações com base em cartografia imprecisa, que por vezes indica erros significativos, principalmente na Amazônia. Diferenças de 25m na consideração de desníveis na região estão dentro da margem de erro da cartografia utilizada.

Figura 6 – Distribuição geográfica do potencial hidrelétrico brasileiro



Nota: 50% da Usina de Itaipu incluídos no Sul; Potencial em pequenas centrais hidrelétricas: 15 GW (5,7% do potencial total).

Fonte: Plano 2015, Eletrobrás, 1994.

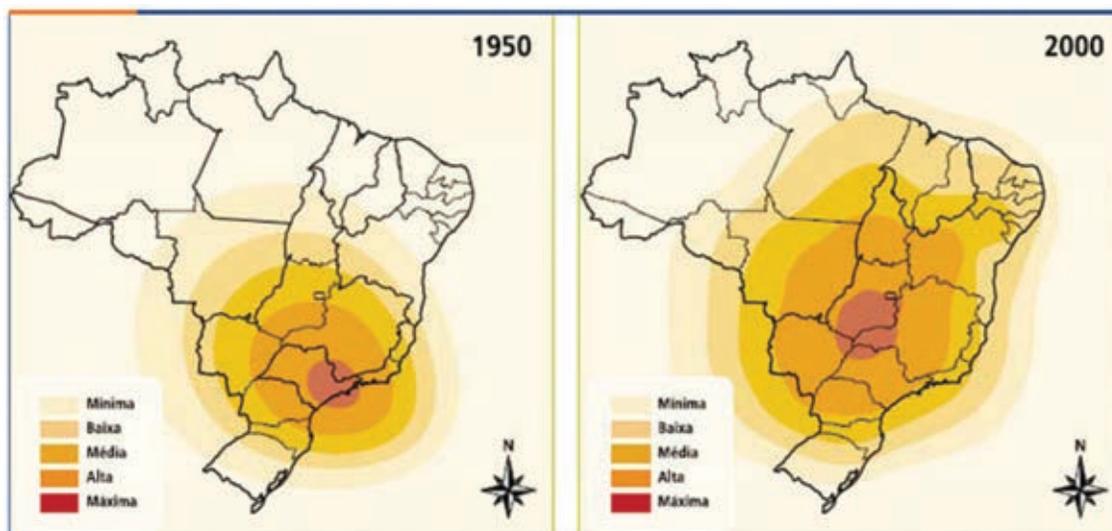
Assim, pode-se afirmar que o valor de 261,4 GW constitui uma referência para os estudos de planejamento e não necessariamente o que se prevê realizar. Além disso, resulta imperioso que se intensifiquem os esforços para restabelecer os estudos desse potencial. Entende-se que com a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, no bojo da reforma institucional implantada em 2004, as condições básicas para tal estejam postas. Com apoio do MME, a EPE está desenvolvendo um programa de estudos que compreende a execução de 11 avaliações ambientais integradas, 6 inventários de bacias hidrográficas, envolvendo um potencial estimado em 15.000 MW, e 6 estudos de viabilidade de projetos com potência estimada de 3.200 MW. Em seu conjunto, esses estudos representam a aplicação de cerca de R\$ 130 milhões⁴.

⁴ As avaliações ambientais integradas envolvem as seguintes bacias hidrográficas: Tocantins e formadores, Araguaia, Tapajós e Teles Pires, na região Amazônica; Parnaíba, no Nordeste; Paranaíba, Doce e Paraíba do Sul, no Sudeste; e Tibagi, Iguaçu e Uruguai, no Sul. Os inventários programados são todos na região Amazônica, a saber: rio Branco (2.000 MW), rio Trombetas (3.000 MW); rio Jarí (1.100 MW); rio Aripuanã (3.000 MW); rio Juruena (5.000 MW) e rio Sucunduri (650 MW). Os estudos de viabilidade também compreendem aproveitamentos na Amazônia, sendo cinco no rio Teles Pires (TPR) e um no rio Apiaçás (API). Os aproveitamentos são identificados por um número que indica a distância, em km, da foz do rio: TPR 287 (730 MW); TPR 329 (1.820 MW); TPR 680 (322 MW); TPR 775 (410 MW); TPR 1230 (53 MW) e API 006 (271 MW).

3.3. Evolução do aproveitamento do potencial

A Figura 7, reproduzida do Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2002), corrobora a evolução histórica do aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro assinalada nas seções precedentes. Conforme ilustra a figura, as usinas se concentraram inicialmente na região Sudeste, bem próximas aos grandes centros de consumo.

Figura 7 – Evolução territorial do aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro

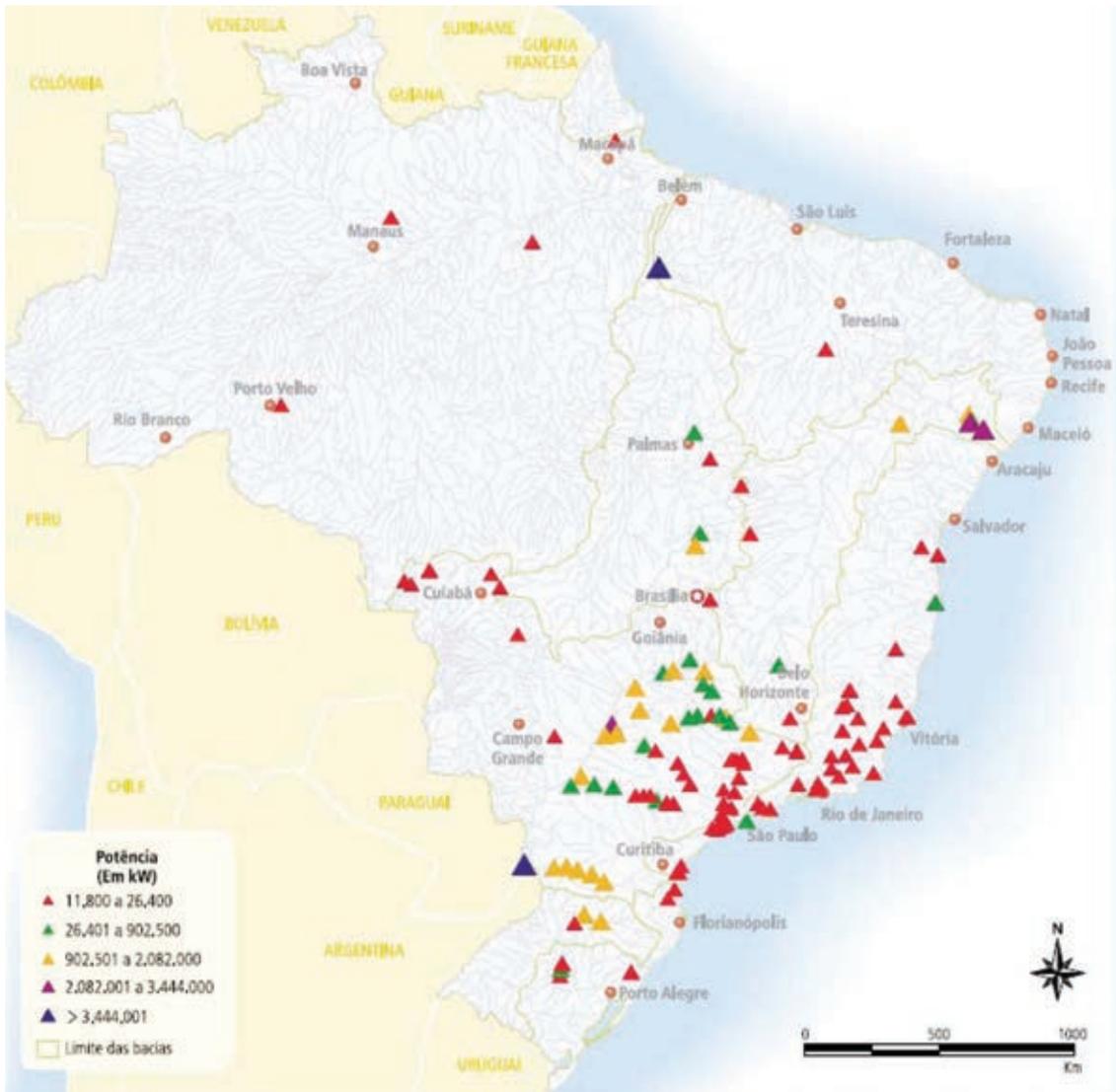


Fonte: Reprodução do Atlas de Energia Elétrica do Brasil, ANEEL, 2002.

São evidências dessa evolução a instalação da Usina de Ilha dos Pombos, no rio Paraíba do Sul, construída pela Light na terceira década do século passado, e os complexos de Cubatão e Lages, também da Light, com os quais se desviou parte da vazão dos rios Pinheiros-Tietê e Piraí-Paraíba do Sul, respectivamente, para aproveitar desnível de centenas de metros na Serra do Mar. Ambos os complexos foram de fundamental importância para o desenvolvimento das cidades de São Paulo e Rio de Janeiro, então capital federal. Resolveram, à época, a questão do abastecimento de energia elétrica e ainda viabilizaram o abastecimento de água àqueles centros.

A partir dos anos 50 e 80, muitas usinas foram construídas também nas regiões Sul e Nordeste, principalmente nos rios Paraná e São Francisco (TOLMASQUIM, 2005). O desenvolvimento da transmissão possibilitou o aproveitamento de recursos mais distantes dos centros consumidores e, ainda, com a interligação, o aproveitamento das diversidades hidrológicas existentes entre as bacias, notadamente entre as do Sul e as do Sudeste. Hoje, as usinas estão distribuídas por quase todo o país (ver Figura 8), à exceção da maior parte da região Norte e Centro-Oeste, onde se concentra o potencial a desenvolver. Nessas regiões, apenas 9 e 31% do potencial, respectivamente, encontram-se desenvolvidos (Figura 9).

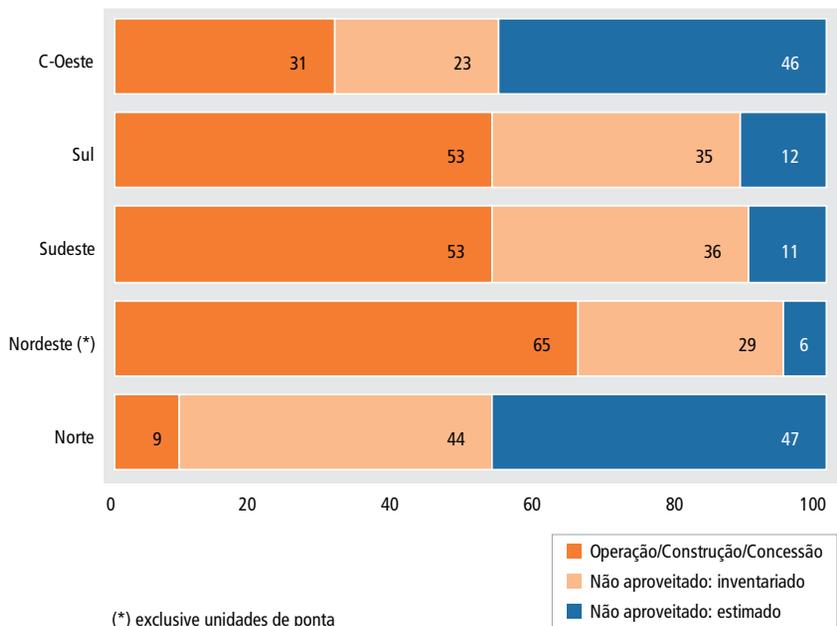
Figura 8 – Localização das usinas hidrelétricas brasileiras



Fonte.: Reprodução do Atlas de Energia Elétrica do Brasil, ANEEL, 2002.

Computando as usinas em operação, as usinas em construção e os aproveitamentos cuja concessão já foi outorgada pode-se considerar que cerca de 30% do potencial hidrelétrico brasileiro já está desenvolvido. A descrição desse potencial aproveitado é apresentada na seção subsequente.

Figura 9 – Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, por Região



Fonte: PDEE 2006-2015, MME/EPE, 2006, SIPOT. Eletrobrás, 2005.

3.4. Potencial aproveitado

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015 (EPE, 2006c), a capacidade instalada em usinas hidrelétricas no Brasil em 31/12/2005, exclusive a parcela paraguaia da Usina de Itaipu, é de 70.961 MW, conforme discriminado na Tabela 2, sendo 2% localizadas nos sistemas isolados da região Norte e menos de 2% em pequenas centrais hidrelétricas.

Tabela 2 – Parque gerador hidrelétrico em operação

Porte das usinas	Sistema Interligado	Sistemas Isolados	Total
Grandes hidrelétricas	68.093	1.538	69.631
PCH	1.330	-	1.330
Total	69.423	1.538	70.961

Nota: valores fiscalizados pela ANEEL, considerando as potências a partir da operação comercial da primeira unidade geradora de cada usina.

Fonte: Banco de Informações da ANEEL apud Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015.

Esse parque gerador compreende mais de 400 instalações, porém grande parte da potência total está concentrada em poucas usinas: apenas 24 hidrelétricas, que têm, cada uma, mais de 1.000 MW instalados, somam mais de 52.000 MW, conforme indicado na Tabela 3.

Tabela 3 – Centrais hidrelétricas em operação no Brasil - potência superior a 1.000 MW

Usina	Município – UF	Rio	Potência (MW)
1 Itaipu ⁽¹⁾	Foz do Iguaçu – PR	Paraná	14.000
2 Tucuruí ⁽²⁾	Tucuruí – PA	Tocantins	8.370
3 CHE Paulo Afonso ⁽³⁾	Delmiro Gouveia – AL	São Francisco	4.280
4 Ilha Solteira	Ilha Solteira – SP	Paraná	3.444
5 Xingó	Canindé de S. Francisco – SE	São Francisco	3.162
6 Itumbiara	Itumbiara – GO	Paranaíba	2.124
7 Porto Primavera	Anaurilândia – MS	Paraná	1.980
8 São Simão	Santa Vitória – MG	Paranaíba	1.710
9 Foz do Areia	Pinhão – PR	Iguaçu	1.676
10 Jupia	Castilho – SP	Paraná	1.551
11 Itaparica	Glória – BA	São Francisco	1.480
12 Itá	Itá – SC	Uruguai	1.450
13 Marimbondo	Fronteira – MG	Grande	1.440
14 Salto Santiago	Saudade do Iguaçu – PR	Iguaçu	1.420
15 Água Vermelha	Indiaporã – SP	Grande	1.396
16 Serra da Mesa	Cavalcante – GO	Tocantins	1.293
17 Furnas	Alpinópolis – MG	Grande	1.270
18 Segredo	Mangueirinha – PR	Iguaçu	1.260
19 Salto Caxias	Cap. Leon. Marques – PR	Iguaçu	1.240
20 Emborcação	Cascalho Rico – MG	Paranaíba	1.192
21 Machadinho	Piratuba – SC	Pelotas	1.140
22 Salto Osório	Quedas do Iguaçu – PR	Iguaçu	1.078
23 Sobradinho	Juazeiro – BA	São Francisco	1.050
24 Estreito	Rifaina – SP	Grande	1.050
Total (exclusive a parte paraguaia de Itaipu)			52.437

Nota: (1) Usina bi-nacional, 50% da potência pertence ao Brasil e 50% ao Paraguai. Entram em operação, em 2006, as duas últimas unidades geradoras de 700 MW, cada; (2) Considera a segunda casa de força, em fase de motorização, que abriga 11 unidades geradoras, de 375 MW, cada; e (3) Compreende as usinas de Paulo Afonso I a IV e Moxotó.

Fonte: ANEEL.

Outra característica importante do parque gerador brasileiro, e que pode ser associado ao fato de se constituir um sistema de base hidrelétrica, é a forte interligação entre os subsistemas regionais. Essa interligação torna o sistema brasileiro um sistema praticamente único no mundo por sua extensão e complexidade. A Figura 10, reproduzida de documentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, ilustra a topologia do sistema interligado nacional.

Figura 10 – Sistema Interligado Nacional

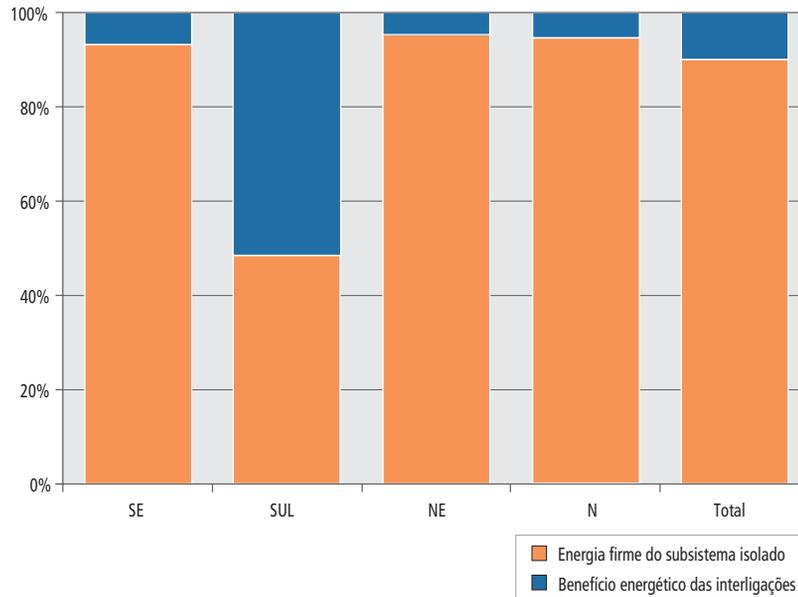


Fonte: ONS, 2006.

Tal sistema de transmissão permite aproveitar as diversidades existentes entre os subsistemas, desde a diversidade da carga, definida não só pelo perfil de consumo em cada região mas também pela continentalidade do sistema, que compreende horários e hábitos de consumo diversos, até, e principalmente, a diversidade hidrológica, também associada à essa continentalidade, que se reflete em regimes pluviométricos diversos. O sistema de transmissão permite a transferência de energia entre os subsistemas, proporcionando uma administração tal dos recursos hidro-energéticos que se constitui em autêntica usina virtual.

Vale dizer, a capacidade energética do sistema interligado é aumentada com a possibilidade de transferência de energia oferecida pelo sistema de transmissão. Santos [s.d.] afirma que o ganho energético proporcionado pela interligação dos subsistemas é da ordem de 20% da oferta hidrelétrica total. Kelman (2002) demonstra que esse ganho é de pelo menos 12%, ou o equivalente a 4.000 MW médios, na configuração em operação em 2002 (Figura 11). Isso significa que, para atender a sua demanda atual, o país deveria dispor de uma parque gerador adicional de pelo menos 7.500 MW caso os subsistemas não fossem interligados. Esse tipo de benefício tende a ser ampliado na medida do desenvolvimento do potencial da Amazônia.

Figura 11 – Benefício energético das interligações



Fonte: Estudo de Kelman, 2002.

Além das usinas em operação, pode-se considerar como já aproveitado o potencial representado pelas usinas em construção e pelos aproveitamentos cuja concessão já foi outorgada. Conforme o PDEE 2006-2015 (EPE, 2006c), há, no Sistema Interligado Nacional – SIN, 40 usinas e aproveitamentos hidrelétricos nessas condições, totalizando uma potência de 7.756 MW. Entre as PCH, há, segundo a ANEEL (2006), 257 aproveitamentos em construção (39) e com a concessão outorgada (218), totalizando a potência de 4.034 MW. A Tabela 4 reúne esses dados.

Tabela 4 - Hidrelétricas em construção e com concessão outorgada – Brasil

Aproveitamento	Rio	UF	Pot. (MW)
Total geral			11.790
Total novas hidrelétricas			7.756
Usinas em construção			3.299
1 Capim Branco I(1)	Araguari	MG	240
2 Picada (1)	Peixe	MG	50
3 Corumbá IV (1)	Corumbá	GO	127
4 Irapé	Jequitinhonha	MG	360
5 Barra Grande	Pelotas	RS/SC	460
6 Peixe Angical	Tocantins	TO	452
7 Fundão	Jordão	PR	120
8 Espora	Correntes	GO	32
9 Campos Novos	Canoas	SC	880
10 Monte Claro	das Antas	RS	65
11 Capim Branco II	Araguari	MG	210
12 Castro Alves	das Antas	RS	130
13 Rondon II	Comemoração	RO	73
14 14 de Julho	das Antas	RS	100
Usinas com concessão outorgada antes de 2005			4.457
15 Salto	Verde	GO	108
16 Salto do Rio Verdinho	Verde	GO	93
17 Barra do Braúna	Pomba	MG	39
18 Barra dos Coqueiros	Claro	GO	90
19 Caçu	Claro	GO	65
20 Olho d'Água	Correntes	GO	33
21 Monjolinho	Paso Fundo	RS	67
22 Baú I	Doce	MG	110
23 Serra do Facão	São Marcos	GO/MG	213
24 Corumbá III	Corumbá	GO	94
25 São João	Chopim	PR	60
26 Salto Pilão	Itajaí	SC	182
27 Foz do Chapecó	Uruguai	RS/SC	855
28 Cachoeirinha	Chopim	PR	45
29 Estreito	Tocantins	TO/MA	1.087
30 São Salvador	Tocantins	TO/GO	243
31 Santo Antonio	Jari	AM/PA	100
32 Murta	Jequitinhonha	MG	120
33 São Domingos	Verde	MS	48
34 Retiro Baixo (2)	Paraopeba	MG	82
35 São José (2)	Ijuí	RS	51
36 Paulistas (2)	São Marcos	GO/MG	54
37 Baguari (2)	Doce	MG	140
38 Passo de São João (2)	Ijuí	RS	77
39 Foz do Rio Claro (2)	Claro	GO	67
40 Símplicio (2)	Paraíba do Sul	MG/RJ	334
Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH			4.034
39 usinas em construção			622
218 aproveitamentos outorgados			3.412

Nota: 1) Entraram em operação comercial no 1º quadrimestre de 2006; e 2) Outorga da concessão no leilão de 2005.

Fontes: EPE, 2006c, e ANEEL, 2006.

4. Estimativas de custo do potencial a aproveitar

Os custos de um aproveitamento hidrelétrico são avaliados em diferentes níveis de profundidade, em função da disponibilidade e da qualidade dos dados. De uma forma geral, na medida em que aumenta o conhecimento do aproveitamento, vale dizer, na medida do aprofundamento dos estudos (estimativas preliminares, inventário, viabilidade e projeto básico), aumenta também a precisão do custo.

Nas fases de inventário e viabilidade, as estimativas de custo seguem os critérios gerais definidos no Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas (ELETROBRAS, 1997a) e nas Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos (ELETROBRAS, 1997b), respectivamente. São documentos ainda hoje usados como referência. Dessa forma, ainda que elaborados por empresa diferentes, os custos estimados tendo como base esses critérios são comparáveis entre si e, portanto, aplicáveis nos estudos de planejamento.

De qualquer modo, a despeito do esforço de atualização da base de dados do potencial hidrelétrico brasileiro empreendido pela Eletrobrás, é mister reconhecer que as informações sobre o custo dos aproveitamentos está defasada.

Além disso, cerca de 30% do potencial não está sequer levantado em nível de inventário. Os custos associados a essa parcela do potencial são, portanto, ainda mais imprecisos. De fato, para a avaliação dos custos associados ao potencial dito estimado, a metodologia utilizada é naturalmente bastante expedita, em função da carência de informações. No Plano 2015, novamente a última e melhor informação disponível, essa avaliação foi feita com o emprego de uma sistemática que, mediante padronizações e simplificações, permitiu estimar os custos por meio de correlações estatísticas com dados então disponíveis de aproveitamentos em níveis de estudo mais avançados.

Assim, as estimativas de custo do potencial hidrelétrico a aproveitar são, de uma forma geral, imprecisas. Contudo, há algumas indicações recentes, já referidas na nota técnica sobre a caracterização da geração hidrelétrica (EPE, 2006a), que podem fornecer algum subsídio a essa discussão.

Tomando em conta o conjunto das 17 usinas hidrelétricas que vinham buscando a habilitação técnica para o leilão de energia nova realizado em dezembro de 2005, encontra-se um valor médio de R\$ 3.000/kW, exclusive os custos de conexão, ainda que se deva considerar que a dispersão de valores é significativa, entre R\$ 2.350/kW e R\$ 3.900/kW.

Os custos de conexão para esse conjunto de usinas foram estimados no valor médio R\$ 250/kW, admitido um intervalo de R\$ 140/kW a R\$ 350/kW. Ao câmbio atual⁵, o custo de instalação dessas usinas equivale, em média, a US\$ 1.470/kW e US\$ 1.360/kW, respectivamente com e sem os custos da transmissão associada.

Outra referência atual é dada por Bähr e Biebuyck (2005), da *Tractebel Electricity & Gas International*, em apresentação feita no Banco Mundial sobre as lições da experiência do Brasil no financiamento de usinas hidrelétricas. Esses autores estabelecem o intervalo entre US\$ 700/kW e US\$ 2.000/kW como aquele em que estariam os valores típicos do custo de investimento em projetos hidrelétricos. Como exemplos específicos, todos no rio Tocantins, citam:

- Usina de Cana Brava, com 450 MW de potência e investimento de US\$ 400 milhões (cerca de US\$ 890/kW);
- Usina de São Salvador, com 241 MW, US\$ 272 milhões de investimento (cerca de US\$ 1.130/kW);
- Usina de Estreito, com 1.087 MW, US\$ 1,0 bilhão de investimento (cerca de US\$ 920/kW).

⁵ Câmbio de US\$ 1.00 = R\$ 2,20.

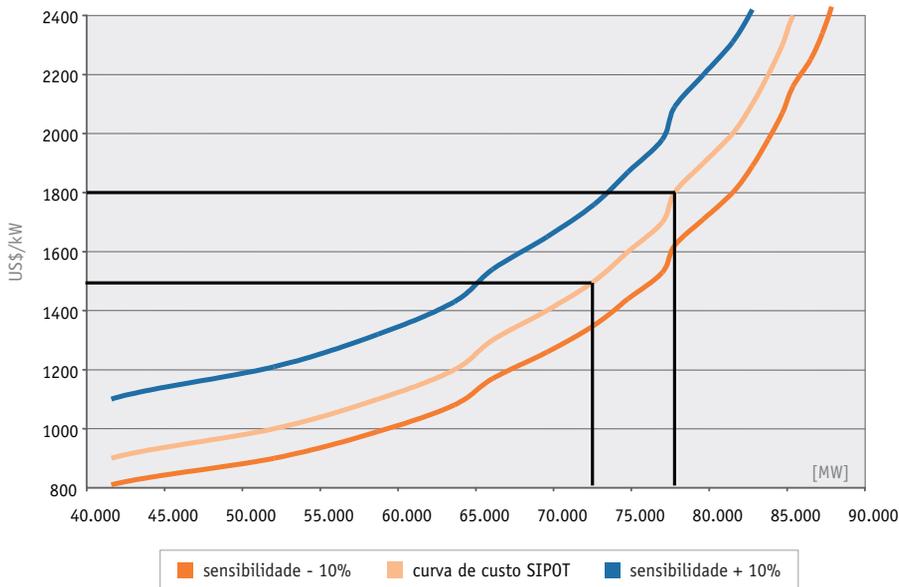
Por fim, uma referência internacional é dada por Kumar (2005), em palestra sobre ações na Índia na direção de atender as diretrizes da Convenção da Mudança do Clima. Segundo esse estudo, a Índia se mobiliza para instalar, entre 2000 e 2010, entre 10.000 e 35.000 MW novas usinas hidráulicas. As referências para o custo unitário de investimento (US\$/kW) para usinas de grande porte são de US\$ 887 e, para PCH, de US\$ 1.996.

Apesar das ponderações anteriormente assinaladas, a curva de custo do potencial hidrelétrico brasileiro que se constrói a partir das informações disponíveis no Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT (Eletrobrás, atualizado até julho de 2005), apresentada na Figura 12, indica valores aceitáveis para o custo de investimento em hidrelétricas, valores que, inclusive, compreendem as referências recentes apresentadas acima.

Não obstante, considerou-se, para efeito de sensibilidade, um intervalo de $\pm 10\%$ na curva de custo. Nessas condições, tem-se que tomando por referência os custos índice (US\$/kW) de US\$ 1.500 e US\$ 1.800, compatíveis com as referências citadas, pode-se concluir que:

- Estima-se que haja um potencial hidrelétrico a aproveitar entre 68.000 a 75.000 MW, correspondente a 28% do potencial hidrelétrico total, com custo de investimento em torno de US\$ 1.500/kW (exclusive custo de conexão e juros durante a construção);
- Estendendo a faixa de custo de investimento para US\$ 1.800/kW, estima-se que o potencial hidrelétrico a aproveitar possa situar-se no intervalo entre 75.000 e 82.000 MW, correspondendo a 31% do potencial total.

Figura 12 – Estimativa do custo do potencial a aproveitar



Fonte: dados do SIPOT, ELETROBRAS, atualizado até julho de 2005.

Importa salientar que a maior parte deste potencial a aproveitar está localizada nas regiões Norte e Centro-Oeste, conforme indicado na Figura 13. Sendo as regiões que concentram os biomas que ocupam a maior parte do território nacional, Amazônia e Cerrado, ambos ambientalmente de grande interesse, pode-se inferir que seu aproveitamento demandará cuidados maiores e estudos especiais. Não por acaso, os estudos de inventário e viabilidade nos quais a EPE está envolvida se referem a potenciais nessas regiões.

Figura 13 – Distribuição geográfica do potencial hidrelétrico a aproveitar



Nota: Custo de investimento em torno de US\$ 1.800/kW (exclusive custo de conexão e juros durante a construção).

5. Considerações sobre a expansão hidrelétrica no Brasil

Pelas dimensões do potencial hidrelétrico brasileiro, especialmente pela taxa de aproveitamento relativamente baixa quando comparada com a de outras nações industrializadas, e pelas indicações do custo do potencial a aproveitar é lícito admitir que a expansão da oferta de energia elétrica no país possa se basear, ainda, na geração hidráulica. Contudo, essa expansão estará sujeito a alguns condicionantes, entre os quais se destacam:

- Aumento do *portfólio* de projetos, no médio prazo
- Crescimento do mercado
- Transmissão
- Meio ambiente
- Competitividade

■ 5.1. Aumento do portfólio de projetos

Esse aspecto está relacionado ao nível do conhecimento do potencial a aproveitar. Conforme posicionado anteriormente, cerca de 1/3 do potencial hidrelétrico nacional já está aproveitado, vale dizer, corresponde ao parque em operação, às usinas em construção e aos aproveitamentos cuja concessão já foi outorgada. Outro terço do potencial é classificado como estimado, o que significa baixo nível de conhecimento e, principalmente, estimativas de custo imprecisas. Nessas condições, conclui-se que cerca de metade do potencial a aproveitar está avaliado em nível muito precário.

A formulação de alternativas de expansão hidrelétrica demanda, pois, no médio prazo, aumento do *portfólio* de projetos e os estudos nos quais a EPE está envolvida já são um indicativo na direção de atender essa demanda.

■ 5.2. Crescimento do mercado

O crescimento do mercado é naturalmente outro condicionante relevante. De acordo com o Balanço Energético Nacional – BEN (EPE, 2006b), a oferta interna de energia elétrica em 2005 montou em 441,6 TWh. Tomado em uma perspectiva de longo prazo e dependendo do cenário de evolução da economia, entre outros fatores determinantes da demanda, esse requisito bruto (consumo de eletricidade + perdas) poderia expandir-se para algo como 950 TWh ou 1240 TWh, em 2030.

O menor requisito corresponde ao cenário da *Energy International Agency* (2004), que admite o PIB brasileiro evoluindo à taxa média anual de 3% até 2030, inferior à média mundial no período, e a população crescendo a 0,8% ao ano. O outro reflete uma mera extensão das projeções do estudo de mercado considerado no PDEE 2006-2015 (EPE, 2006c), em que o PIB cresce em média a 3,8% ao ano e a população a 0,9% ao ano.

Em um e outro caso, a taxa média de evolução dos requisitos brutos é de 3,1 e 4,2% ao ano, respectivamente.

Observe-se que um diferencial de apenas 1,1% ao ano no crescimento médio da demanda nesse horizonte (25 anos) período significa um requisito adicional de 290 TWh ao final do período. Essa diferença entre os dois cenários corresponde a 2/3 dos requisitos atuais e a ¼ do potencial hidrelétrico total.

Admitir a ampliação, nesse período, do aproveitamento do potencial hidrelétrico dos atuais 30% para 60%, vale dizer, dobrar, em 25 anos, a capacidade instalada em usinas hidráulicas, ou instalar uma potência adicional de cerca de 70.000 MW, significa poder gerar, em 2030, 730 TWh de origem hidráulica. Esse valor equivale a 60% da demanda no cenário mais alto. No cenário da EIA, a participação hidráulica nessa hipótese seria de 77%. Em qualquer caso, a proporção da energia hidráulica na oferta de eletricidade seria menor que a atualmente verificada: de acordo com o BEN (EPE, 2006b), e considerando a parte da geração de Itaipu importada do Paraguai, a participação da fonte hidráulica na matriz de energia elétrica nacional em 2005 foi de 86%.

A hipótese de uma expansão mais modesta da hidreletricidade, decorrente, por exemplo, de restrições ambientais ao desenvolvimento do potencial, pode significar impactos de outra natureza. Conforme já posicionado neste documento e de acordo com os critérios atualmente adotados pelo *International Panel on Climate Changes – IPCC*, a substituição de 10.000 MW da expansão hidrelétrica por geração termelétrica a gás natural pode significar uma emissão adicional de gases de efeito estufa de 17,3 milhões de toneladas equivalentes de CO₂ apenas no ano de 2030. Esse volume de emissões equivale a cerca de 90% do volume total de emissões calculado pelos mesmos critérios para o ano de 2005 no Sistema Interligado Nacional.

■ 5.3. Transmissão

Conforme visto, o potencial hidrelétrico a aproveitar concentra-se em regiões mais distantes dos grandes centros de consumo, o que coloca na pauta das discussões a questão da transmissão. Contudo, salvo alguns casos particulares, entende-se que essa questão deve ser adequadamente relativizada.

Quanto aos potenciais impactos ambientais, deve-se considerar que a instalação dos sistemas de transmissão para integração desse potencial pode fazer uso de corredores naturais representados pelas rodovias já implantadas. Os estudos de integração dos aproveitamentos de Santo Antonio e Jirau, no rio Madeira, são indicativos disso.

Quanto à questão eletro-energética, a ampliação do sistema de transmissão, permitindo a integração de novas bacias ao sistema elétrico, permite o aproveitamento das diversidades hidrológicas e de mercado, sobretudo as primeiras, a exemplo do que já ocorre hoje. No caso brasileiro, onde a base hidrelétrica é preponderante, o sistema de transmissão, além da função clássica de transportar e distribuir a energia produzida, funciona também como uma autêntica usina virtual, haja vista o acréscimo de pelo menos 12% na oferta de energia que a rede em operação proporciona.

■ 5.4. Meio ambiente

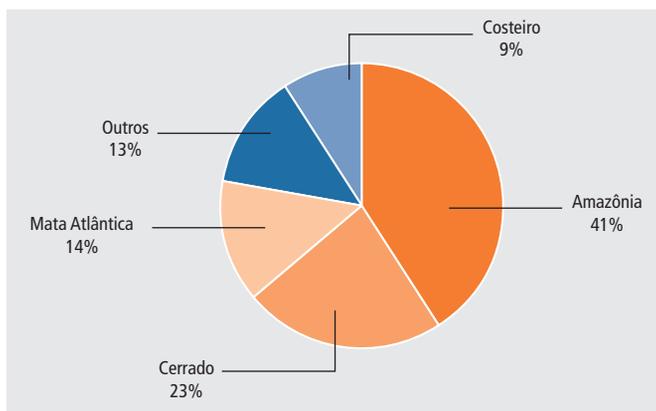
A localização do potencial hidrelétrico a aproveitar, suas dimensões e a situação do nível de seu conhecimento remete, naturalmente, à discussão dos aspectos socioambientais inerentes ao seu desenvolvimento. Não se ocupará neste trabalho de apresentar uma análise da questão, mas é forçoso reconhecer que esse é um dos condicionantes mais importantes para a expansão hidrelétrica no Brasil.

A exemplo da metodologia aplicada no PDEE 2006-2015 (EPE, 2006c), a análise socioambiental do sistema elétrico brasileiro deve destacar os seguintes pontos: principais biomas, as áreas protegidas (Unidades de Conservação - UC e Terras Indígenas), as áreas prioritárias para conservação da biodiversidade, os diferentes usos do solo, as bacias hidrográficas e as áreas com maior densidade demográfica.

Considerando que, com base no que já foi apresentado neste trabalho, cerca de 70% do potencial a aproveitar está localizado nas regiões Norte e Centro-Oeste, são especialmente relevantes, do ponto de vista socioambiental, os três primeiros pontos acima relacionados.

Com relação aos biomas brasileiros, e adotando a classificação do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, o PDEE 2006-2015 (EPE, 2006c) registra a distribuição territorial apresentada na Figura 14. Pode-se perceber que os biomas Amazônia e Cerrado, característicos das regiões Norte e Centro-Oeste, ocupam 64% do território nacional.

Figura 14 – Distribuição territorial dos biomas brasileiros



Fonte: EPE, 2006c.

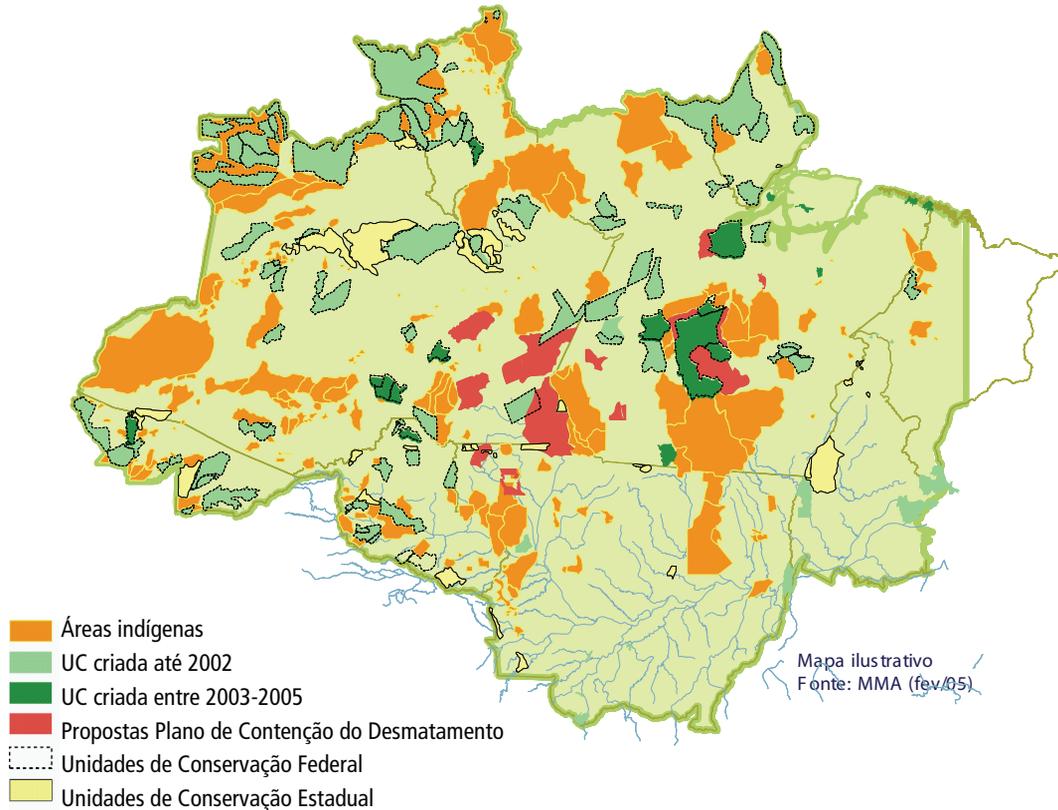
Conforme o PDEE 2006-2015 (EPE, 2006,c), com relação às áreas protegidas pela legislação, que se configuram, aprioristicamente, como restrição à implantação de aproveitamentos hidrelétricos, observa-se que apenas as Unidades de Conservação sob responsabilidade federal ocupam cerca de 10% de todo o território nacional. Mais ainda: 16% da superfície correspondente ao bioma Amazônia são ocupados por áreas dessa natureza.

Segundo o documento da EPE, há uma “tendência de ampliação, sobretudo na Amazônia, das áreas ocupadas por Unidades de Conservação (UC). No início de 2006, decretos do governo federal aumentaram em 6,4 milhões de hectares as UC no Oeste do estado do Pará, com o propósito de encontrar uma solução para os graves conflitos fundiários e degradação ambiental nessa região. Com isto, a Amazônia que, em 2003, contava com 30,7 milhões de hectares, passa a ter 45,8 milhões de hectares de UC, o que significa um aumento de cerca de 50%, todas em áreas de conflito.”

As Terras Indígenas, também incluídas entre as áreas sob proteção legal, ocupam aproximadamente 13% do território nacional, abrangendo cerca de 25% da área do Bioma Amazônico.

A Figura 15 apresenta, em um mapa ilustrativo, a situação das UC e das Terras Indígenas na região Amazônica.

Figura 15 – Unidades de conservação e terras indígenas na Amazônia Legal



Outras áreas importantes do ponto de vista socioambiental são as consideradas como prioritárias para conservação da biodiversidade (APCB), conforme classificação do Ministério do Meio Ambiente. A classificação de uma área como de “importância extremamente alta” sinaliza que a possibilidade de ser transformada em Unidade de Conservação e, desde logo, a configura como espaço em que a exploração de atividades econômicas tradicionais deveria, sempre que possível, ser evitada. Conforme o PDEE 2006-2015, 39% do bioma Amazônia recebem essa classificação.

Tomadas em conjunto, tem-se que 80% do bioma Amazônia (ou mais de 30% do território nacional) está classificado como Unidade de Conservação (16%), Terras Indígenas (25%) e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (39%). Tal quadro revela que essa relevante discussão deverá pautar a agenda da expansão da oferta de eletricidade no país.

■ 5.5. Competitividade

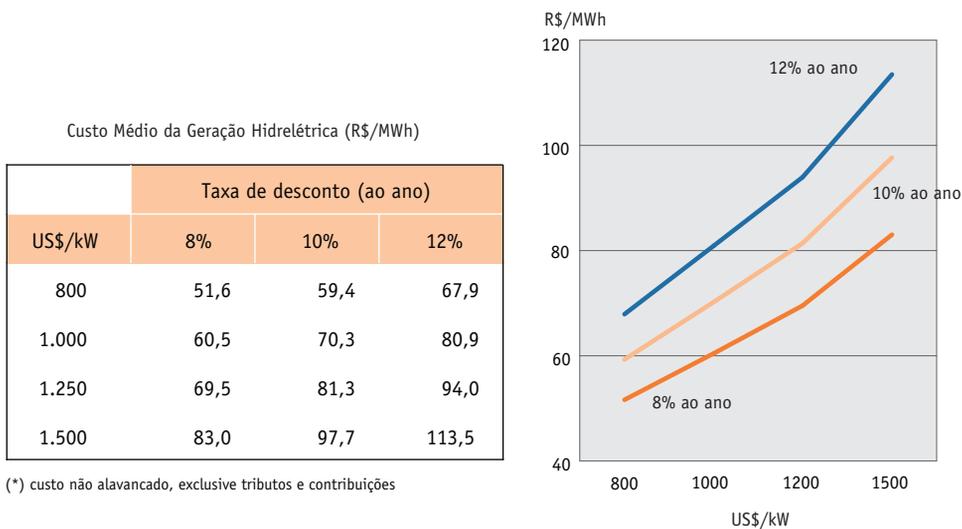
Um outro importante condicionante para a expansão hidrelétrica é a competitividade, sintetizada no custo médio de geração. O custo da geração hidrelétrica é fortemente condicionado pelo custo de investi-

mento e pela taxa de desconto. As reservas que se tem hoje quanto aos custos de investimento já foram aqui abordadas. Uma forma de tratar a questão é parametrizar esse custo.

Da mesma forma, em razão da polêmica que sempre se cria em torno da fixação da taxa de desconto adequada para aferir a competitividade das alternativas de geração de energia elétrica, é conveniente a parametrização desse indicador.

O cálculo do custo médio de geração foi feito aplicando-se a metodologia e parâmetros utilizados na nota técnica sobre a caracterização da geração hidráulica (EPE, 2006,a). Aqui, não se considerou a alavancagem eventualmente promovida pelo financiamento nem os impostos e contribuições incidentes sobre a produção de energia. Os resultados são apresentados na Figura 16, para o custo unitário de investimento, por kW, variando entre US\$ 800 e US\$ 1.500, e para a taxa de atualização variando entre 8 e 12% ao ano.

Figura 16 – Custo médio da geração hidrelétrica



6. Referências bibliográficas

■ 6.1. Reuniões temáticas na epe: geração hidrelétrica

ALQUÉRES, J.L. **Energia Hidrelétrica**. Apresentação em *PowerPoint* e notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.

ARAGÃO, J.A.M. **Hidrelétricas na Amazônia**. Notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.

D'ARAUJO. **Reflexões sobre o Futuro do Setor Elétrico**. Apresentação em *PowerPoint* e notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.

GONDIM, J. **Usos Múltiplos da Água**, In: Reuniões Temáticas na EPE: Geração Hidrelétrica, Rio de Janeiro, 2006. Notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.

VENTURA FILHO, A. **Geração Hídrica no Brasil**. Apresentação em *PowerPoint* e notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.

VILLELA, N. P. **Hidrelétricas e Meio Ambiente**. Notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.

■ 6.2. Bibliografia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, Brasília: ANEEL, 1ª ed., 2002

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração – BIG**, disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acessos em fevereiro e abril de 2006

BÄHR, M. et BIEBUICK, C. **Financing Hydropower Development in Emerging Power Markets - Lessons of Experience from Brazil**, In: The World Bank Group Energy Lecture Series 2005. Apresentação em *PowerPoint*. Washington: Banco Mundial, 24 de janeiro de 2005.

BOYLE, G. **Renewable Energy: Power for a Sustainable Future**. New York: Oxford University Press, 1996

CANAMBRA, **Final Report of the Power Study of South Central Brazil**, Rio de Janeiro: 1967, apud ERBER, P., “Contribuição da Geração Hidrelétrica para Redução das Emissões Atmosféricas”. Brasília: MCT, [s.d.]

CANAMBRA, **Power Study of the South of Brazil**, Rio de Janeiro: 1969, apud ERBER, P., “Contribuição da Geração Hidrelétrica para Redução das Emissões Atmosféricas”. Brasília: MCT, [s.d.]

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 – Plano 2015**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1994

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1997a

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos**. Rio de Janeiro: Eletrobrás: 1997b

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT**. Disponível em <<http://www.eletobras.com>>. Acesso em abril de 2006

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Geração Hidrelétrica: Caracterização Técnico-Econômica**. Nota técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2006a

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balço Energético Nacional 2006 (ano-base: 2005) – Resultados Preliminares**. Rio de Janeiro: EPE, 2006b

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015**. Rio de Janeiro: MME, 2006c

ERBER, P. **Contribuição da Geração Hidrelétrica para Redução das Emissões Atmosféricas**, *paper* disponível em <http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/pem01.htm>. Acesso em março de 2006

IEA – International Energy Agency. **2003 Key World Statistics**. Paris: IEA, 2003

IEA – International Energy Agency. **2004 World Energy Outlook**. Paris: IEA, 2004

KELMAN, J. **Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em consideração o uso múltiplo da água**. Brasília: ANA, novembro de 2002

KUMAR, A. **Preliminary Analysis of Sector Based Proposal: Case Study for India**, In: Dialogue on Future International Actions to Address Global Climate Changes, 2005, Lima. Apresentação em *PowerPoint*. Lima: [s.n.], 2005

LAFFITE, R. **2001 Survey of Energy Resources: Hydropower**. Disponível em <<http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/hydro/hydro.asp>>. Acesso em abril de 2006

POULON, J. E MARTINS NETO, J. **Pequenas Centrais Hidrelétricas – Histórico e Perspectivas**, In: II Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas. Canela, RS, Anais... Canela, 2000

ONS – OPERADOR NACIONAL DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. **Geração de energia**, informações disponíveis em <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em fevereiro de 2006

RAZAVI, H. **Innovative Approaches to Financing Environmentally Sustainable Energy Development in Northeast Asia**. Artigo disponível em <<http://www.nautilus.org/archives>>. Acesso em abril de 2006. Pequim: [s.n.], 1997

SANTOS, M.F.M. **A Importância da Complementaridade Térmica**, In: BR Soluções. Rio de Janeiro: [s.n.], [s.d.]

SHUHUA, Gu e WENQIANG, Liu. **The Role of Renewable Energy Options in China's Present and Future Energy System**. Texto disponível em <<http://www.nautilus.org>>. Pequim: ITEESA, [s.d.]

TOLMASQUIM, M.T. (coord.). **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2005

UNIDO – United Nations Industrial Development Organization. **Hydropower: World Water Assessment Programme**. Disponível em <<http://wwap.unesco.org>>, atualizado em abril de 2004. Acesso em abril de 2006

WEC – World Energy Council – WEC. **2001 Survey of Energy Resources: Hydropower**. Disponível em <<http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/hydro/hydro.asp>>. Acesso em abril de 2006.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Juarez Castrillon Lopes
Renato Pinto de Queiroz

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini

Equipe Técnica

Agenor Gomes Pinto Garcia
Emílio Hiroshi Matsumura

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

SUMÁRIO

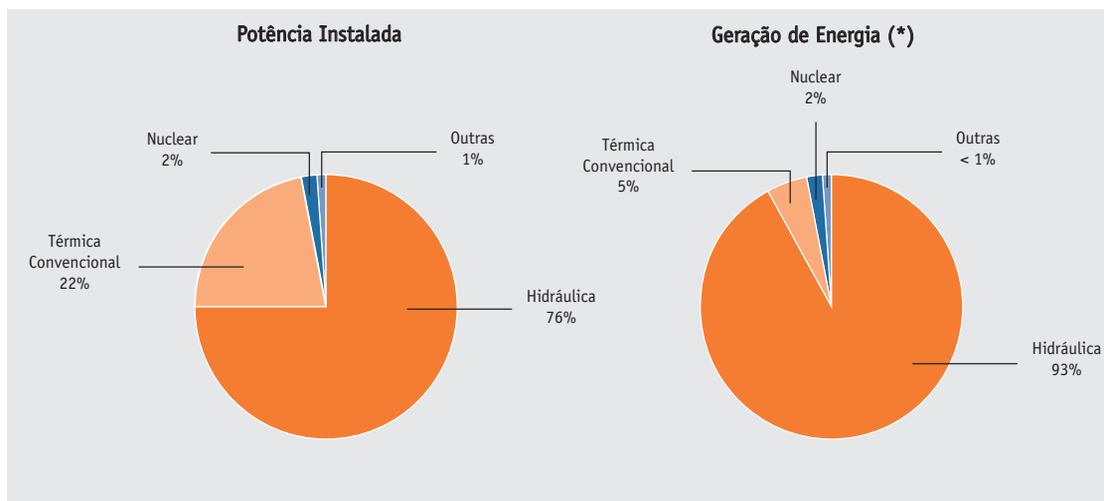
1.	Introdução	97
2.	Componentes básicos de uma usina hidrelétrica	99
2.1.	Barragem	100
2.2.	Casa de força	102
2.3.	Vertedouro	105
2.4.	Pequenas centrais hidrelétricas – PCH	107
2.5.	Usinas reversíveis	108
3.	Caracterização operacional	110
3.1.	Benefícios energéticos.....	110
3.2.	Quanto ao regime operativo dos reservatórios	112
3.3.	Quanto à alocação na curva de carga	113
4.	Custos.....	115
4.1.	Estrutura do custo de investimento na usina.....	115
4.2.	Custo de investimento.....	118
4.3.	Juros durante a construção	120
4.4.	Custos operacionais	122
4.5.	Encargos setoriais.....	124
4.6.	Impostos e tributos	125
5.	Avaliação econômica	125
5.1.	Hipóteses básicas	125
5.2.	Vida útil.....	126
5.3.	Taxa de desconto	127
5.4.	Resultados.....	128
6.	Referências	130
6.1.	Reuniões temáticas na EPE: geração hidrelétrica.....	130
6.2.	Referências bibliográficas	130

1. Introdução

A energia elétrica de origem hidráulica está entre as mais utilizadas em todo o mundo. Conforme a ANEEL (2002), usinas hidrelétricas são a segunda mais importante fonte de geração de energia elétrica do planeta, representando cerca de 20% de toda a eletricidade produzida na Terra.

O Brasil forma entre o grupo de países em que a produção de eletricidade é maciçamente proveniente de usinas hidrelétricas. Essas usinas correspondem a 75% da potência instalada no país (ANEEL, 2006) e geraram, em 2005, 93% da energia elétrica requerida no Sistema Interligado Nacional – SIN (ONS, 2006), como ilustra a Figura 1.

Figura 1 – Brasil. Repartição da potência instalada e da energia gerada em 2005



Nota: (*) geração no Sistema Interligado Nacional

Fonte: EPE

A importância da hidreletricidade no Brasil tem base no vasto potencial de energia hidráulica de que o país dispõe e resultou de uma opção estratégica feita ainda nos anos 50 do século passado, apesar da maior competitividade que os derivados de petróleo então apresentavam como fonte primária de energia (ALQUERES, 2006).

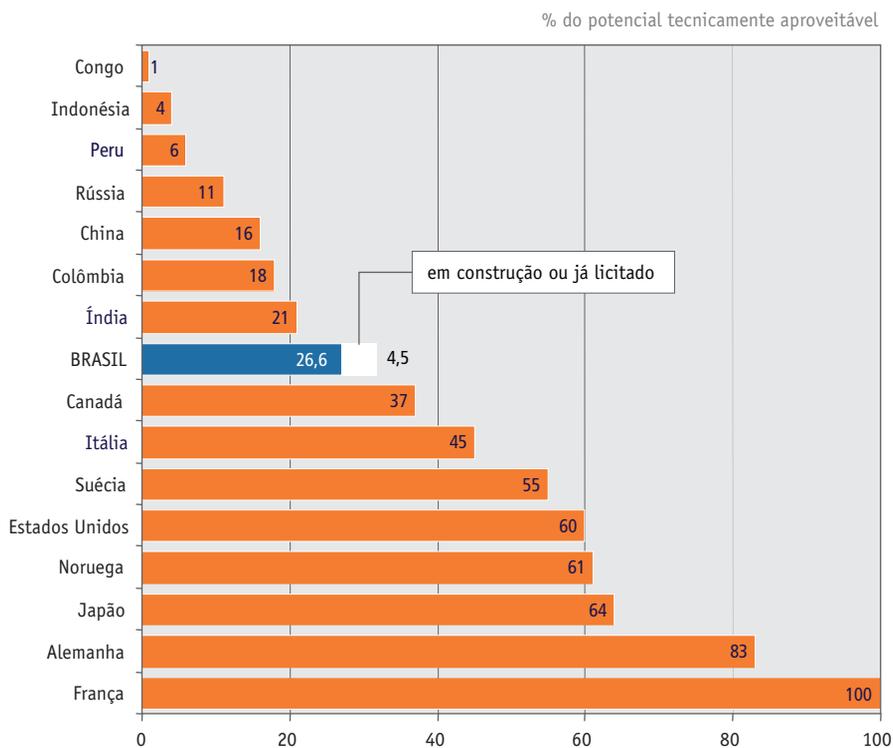
Nos últimos anos, novas fontes têm sido incorporadas à matriz de geração, com destaque para as termelétricas a gás natural. Em consequência, muito se discute sobre o nível adequado de complementaridade térmica no sistema elétrico nacional, particularmente sujeito a fatores de caráter estocásticos por sua condição de base hídrica¹.

Porém, apenas pouco mais de 30% do potencial hidrelétrico nacional já foi explorado, proporção bem menor do que a observada nos países industrializados.

1 Essa discussão se inscreve na agenda atual do setor elétrico e foi mesmo exacerbada à época do racionamento (2001). Sobre a questão, ver, por exemplo, Mário Santos [s.d.].

Nesse contexto, muitos defendem que a base da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil seja, mesmo em uma perspectiva de longo prazo, a hidreletricidade (TOLMASQUIM, 2005; ANEEL, 2006; SANTOS, [s.d.]). O Brasil detém 10% dos recursos hídricos mundiais, liderando o *ranking* dos países com esse potencial (D'ARAUJO *apud* FAO-UN, 2003). Ressalta ainda Tolmasquim (2005) que “o desenvolvimento do potencial hidráulico de um país está relacionado com seu desenvolvimento econômico. (...) De uma forma geral, países economicamente desenvolvidos apresentam uma taxa de aproveitamento de seu potencial hidráulico bastante superior à dos países em desenvolvimento”. Com efeito, são notáveis as taxas de aproveitamento que apresentam França, Alemanha, Japão, Noruega, Estados Unidos e Suécia em contraste com as baixas taxas observada em países da África, Ásia e América do Sul – nesta, com exceção do Brasil. A Figura 2 ilustra o exposto.

Figura 2 – Potencial hidrelétrico aproveitado em países selecionados



Nota: (a) Baseado em dados do World Energy Council, considerando usinas em operação e em construção, ao final de 1999. (b) Para o Brasil, dados do Balanço Energético Nacional, EPE, referentes a dezembro de 2004. (c) Os países selecionados detêm 2/3 do potencial hidráulico desenvolvido do mundo. (d) O potencial tecnicamente aproveitável corresponde a cerca de 35% do potencial teórico médio mundial.
Fonte: EPE.

Porém, deve-se reconhecer que é grande o impacto sócio-ambiental da hidreletricidade, especialmente no caso de aproveitamentos de maior porte. As restrições ambientais são crescentes. Além disso, no caso brasileiro, há a questão da distância do potencial remanescente (ainda não aproveitado) para os grandes centros de consumo, o que tende a exercer pressões altas sobre os custos de produção. Assim, a expansão hidrelétrica deverá requerer cada vez maiores cuidados.

Contudo, se for considerada relevante a questão de emissões atmosféricas, as vantagens da geração hidrelétrica são evidentes. De acordo com P. Erber ([s.d.]), as emissões brasileiras de CO₂ por habitante, entre 1970 e 1997, teriam crescido 172% caso não se dispusesse, nesse período, de 30% da energia hidrelétrica gerada, ou seja, caso essa energia tivesse sido gerada por fonte térmica², em contraposição a um crescimento de 113% efetivamente verificado.

Com toda a certeza, a geração de eletricidade figura entre os grandes benefícios que podem ser proporcionados por um projeto de desenvolvimento de recursos hídricos. Entretanto, certamente não é o único. Usinas hidrelétricas integradas a projetos de usos múltiplos da água podem favorecer outras funções de importância vital, como irrigação, abastecimento de água, transporte, controle de cheias, turismo, lazer, entre outros.

2. Componentes básicos de uma usina hidrelétrica³

A energia hidrelétrica é produzida a partir do aproveitamento do potencial hidráulico de um curso d'água, combinando a utilização da vazão do rio, quantidade de água disponível em um determinado período de tempo, com os seus desníveis, sejam os naturalmente formados, como as quedas d'água, sejam os criados com a construção de barragens. Assim, a potência hidráulica disponível em determinado local de um rio é dada pelo produto da vazão, a altura existente entre o reservatório, a montante, e o sistema de descarga, a jusante da barragem, e a aceleração da gravidade (SOUZA et alii, 1999). Dada, portanto, a vazão de um rio, os melhores aproveitamentos, do ponto de vista energético, se dão nos pontos onde se pode conseguir maior queda.

A energia hidráulica provém da irradiação solar e da energia potencial gravitacional. O sol e força da gravidade condicionam a evaporação, a condensação e a precipitação da água sobre a superfície da Terra. A gravidade faz, ainda, a água fluir ao longo do leito do rio e este movimento contém energia cinética, que pode ser convertida em energia mecânica e esta em energia elétrica, nas centrais hidrelétricas. A hidreletricidade é, assim, uma forma de energia renovável.

Uma usina hidrelétrica é composta, basicamente, de barragem, sistemas de captação e adução de água, casa de força e vertedouros. Cada um dessas partes demanda obras e instalações que devem ser projetadas para um funcionamento conjunto.

2 Nesse estudo, o autor calcula que as emissões de CO₂ teriam sido de 2,34 t/hab, respectivamente em 1997, supondo que 30% da geração hidrelétrica verificada no período fossem substituídas por geração térmica (um mix de geração nuclear, a carvão e a gás natural). Indica, ainda, que as emissões de CO₂ observadas em 1970 e 1997 foram, respectivamente, de 0,86 e 1,83 t/hab.

3 A descrição geral que se apresenta nesta seção se apóia em Tolmasquim (2005), cap. 2 e 3.

■ 2.1. Barragem

A barragem interrompe o curso normal do rio, formando, na maioria das vezes, um lago artificial conhecido como reservatório. A função da barragem é formar a queda d'água, quando não existe um desnível concentrado, e permitir a captação da água em um nível adequado.

Diversos podem ser os tipos de barragem, de acordo com a conformação do vale onde será localizado seu eixo. A Figura 3, reproduzida do Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas⁴, ilustra arranjos típicos para barragens em vale estreito, medianamente encaixado e aberto. Um exemplo clássico de arranjo em vale medianamente encaixado é a Usina de Foz do Areia, no Paraná. Em vale aberto, a Usina de Tucuruí, no Pará. Naturalmente, para uma mesma queda, quanto mais aberto é o vale, maior tende a ser o custo da barragem, pelos maiores volumes de material envolvido.

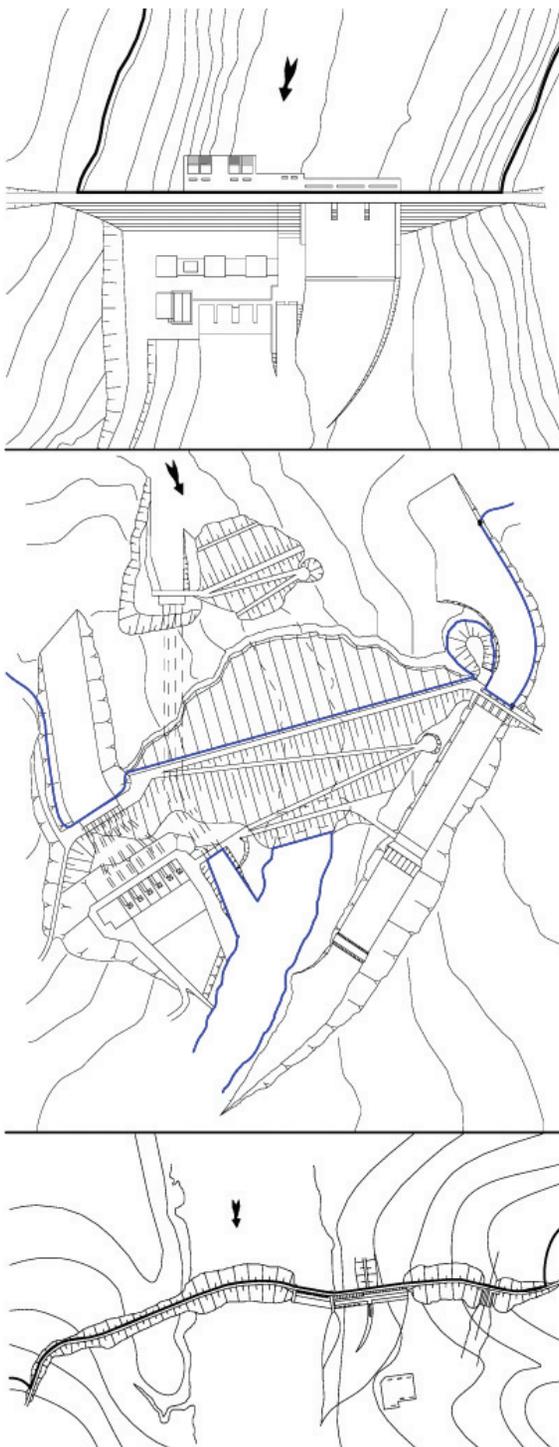
Os tipos mais comuns de barragens são as de terra, de enrocamento, com núcleo de argila, com ou sem faceamento em concreto, e as de concreto. A solução mais adequada depende de cada aproveitamento, da conformação do vale, da altura da barragem, e muitas vezes da localização de áreas de empréstimo. A escolha da solução mais adequada é parte do estudo de otimização do arranjo, que se fará sempre no sentido de minimizar os custos envolvidos.

A título de ilustração, na Figura 4, também reproduzida do já referido Manual de Inventário, são apresentadas seções típicas de alguns tipos de barragem. Nas seções apresentadas, o lago formado está à esquerda da representação esquemática. No parque hidrelétrico brasileiro, a Usina de Salto Osório e de Foz do Areia, ambas no rio Iguaçu, são exemplares, respectivamente, de barragem de terra com núcleo de argila e de enrocamento com face de concreto.

Além de formar a queda, a barragem pode servir também para acumular água que pode ser usada na geração de energia nos períodos de maior estiagem, promovendo o controle das vazões naturais do rio. Trata-se, nesse caso, dos reservatórios de regularização, de grande importância estratégica. As usinas que não possuem essa capacidade de regularização são chamadas de usinas a fio d'água.

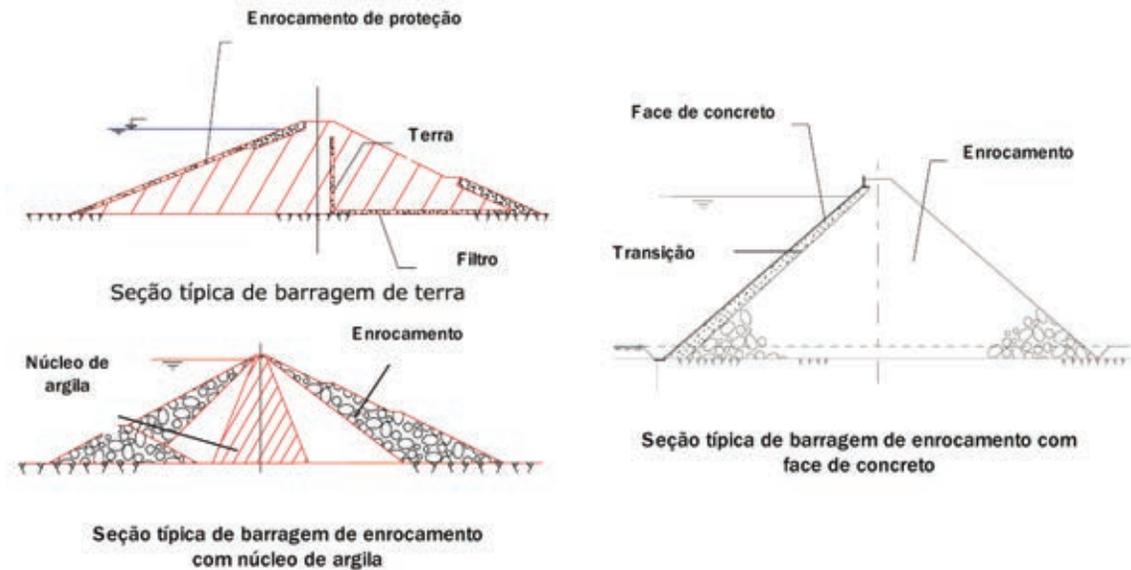
4 Eletrobrás, 1997.

Figura 3 – Soluções típicas de arranjos de barramento de um rio



Fonte: Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas, 1997.

Figura 4 – Seções típicas de barragem para aproveitamento hidrelétrico



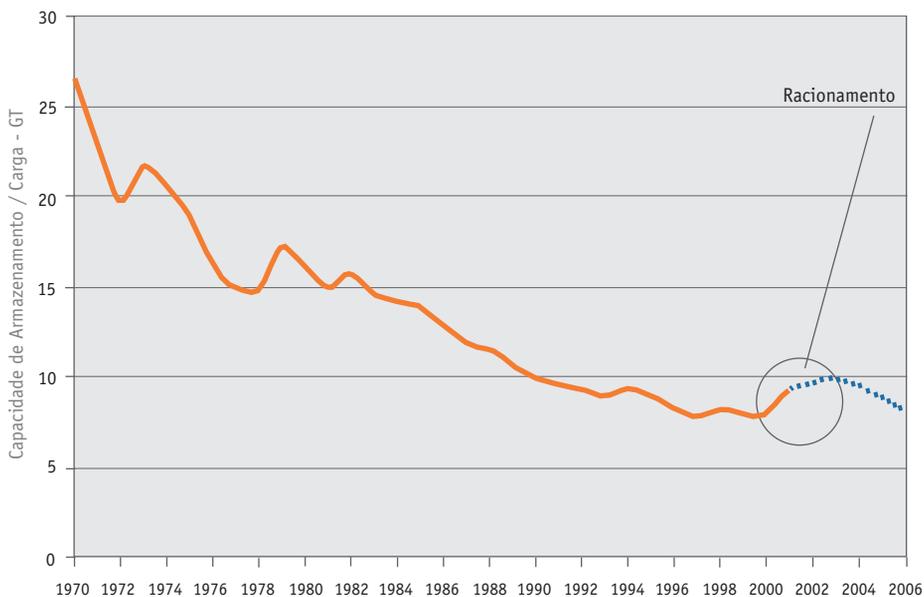
Fonte: Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas (1997)

A construção de grandes reservatórios, no entanto, se dá com significativos impactos no meio ambiente, inclusive com deslocamento de população. A resistência a esse tipo de aproveitamento vem crescendo ao longo do tempo, havendo hoje fortes reações contrárias e importante mobilização social organizada, como o Movimento de Atingidos por Barragens – MAB, que afirma as hidrelétricas já terem deslocado mais de um milhão de pessoas no Brasil (MAB, 2006). Assim, a capacidade de armazenamento do sistema elétrico vem caindo ao longo do tempo, como mostra a Figura 5. Outra indicação disso é a queda da relação entre a área alagada e a potência instalada. Enquanto, em termos agregados, as usinas em operação apresentam para esta relação o valor de 0,52 km²/MW, o conjunto das usinas hidrelétricas que compõe a alternativa de expansão de referência para o período 2006-2015 apresenta um índice significativamente menor, de 0,27 km²/MW (EPE, 2006).

■ 2.2. Casa de força

A água captada no reservatório é levada até a casa de força através de túneis, canais ou condutos metálicos. A casa de força abriga as turbinas, que convertem a energia cinética em mecânica, e os geradores, que convertem a energia mecânica em eletricidade. A água conduzida à turbina faz com que esta gire juntamente com um gerador a ela mecanicamente acoplado, realizando as transformações das diversas formas de energia. Depois de passar pela turbina, a água é restituída ao leito natural do rio, através do que se convencionou chamar de canal de fuga.

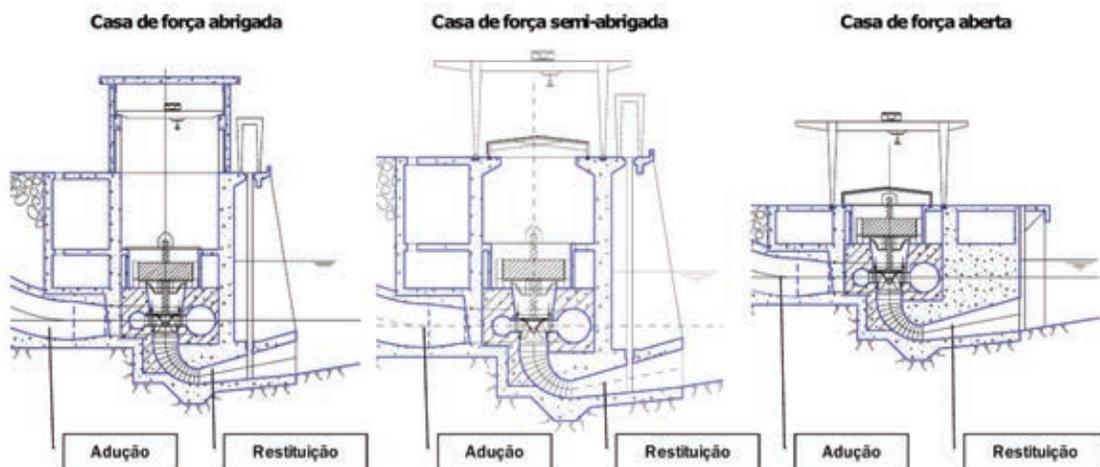
Figura 5 – Sistema Sudeste. Evolução da capacidade de armazenamento



Fonte: ABRAGET apud Rocha, 2003.

Há vários tipos de casa de força. No Brasil, a mais comum é a do tipo abrigada, em que todo o conjunto turbina-generador e equipamentos acessórios são instalados dentro de uma estrutura. Mas há um grande exemplo de casa de força subterrânea, que é a da Usina de Serra da Mesa, no rio Tocantins. A Figura 6 reproduz a representação esquemática de três tipos comuns de casa de força conforme o Manual de Inventário.

Figura 6 – Seções típicas de casa de força

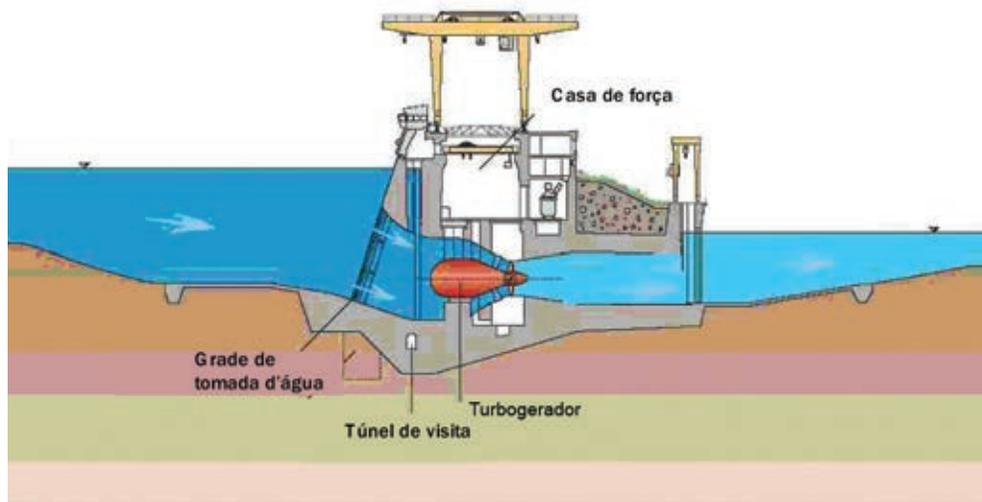


Fonte: Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas, 1997.

Existem também vários tipos de turbinas hidráulicas, adequados à queda e à vazão disponíveis, com eficiências que podem chegar a 90% (ANEEL, 2002). A Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT classifica as turbinas em “de ação”, quando não há queda de pressão no rotor, e “de reação”, quando ocorre essa queda.

Um tipo de turbina flexível é a Francis, de reação, usada em alturas de queda líquidas (altura de queda bruta deduzida das perdas no circuito hidráulico) entre 20 e 750m (GE, 2006)⁵. Em locais de baixa queda (10 a 70m), tradicionalmente se usam as turbinas Kaplan, também de reação (GE, 2006). Também são adequadas à baixa queda as turbinas bulbo, que podem atingir, hoje, mais de 50 MW de potência unitária. São usadas em locais com quedas de 5 a 20m (GE, 2006). Parecem ser as mais adequadas a vários aproveitamentos na Amazônia brasileira, onde há baixa queda e grande fluxo de água, por permitirem minimizar a área alagada⁶. A Figura 7, reproduzida de documento da Austrian Hydro Power (2006), apresenta a seção de um aproveitamento que opera com turbinas bulbo

Figura 7 – Seção típica de um aproveitamento hidrelétrico com turbina bulbo



Fonte: Verbund – Austrian Hydro Power, 2006.

Há, ainda, as turbinas Pelton, de ação, indicadas para altas quedas e as turbinas reversíveis, que são usadas também como bombas.

⁵ Turbinas desse tipo são as mais comuns no parque hidrelétrico brasileiro. É a usada, por exemplo na Usina de Itaipu, com potência nominal de 700 MW e altura de queda líquida de 110m. Está sendo usada também na Usina de Três Gargantas, na China, com 710 MW e altura de queda líquida de 80m (GE, 2006).

⁶ No projeto das hidrelétricas de Santo Antonio e Jirau, no Rio Madeira, considera-se a instalação de turbinas bulbo com 70 MW de potência unitária, operando em uma queda de cerca de 20m. A relação área alagada por potência instalada desses aproveitamentos é calculada em 0,11 km²/MW (EPE, 2006)

A Figura 8 apresenta reproduções de fotos dos vários tipos de turbina.

Figura 8 – Tipos de turbinas hidráulicas



Francis



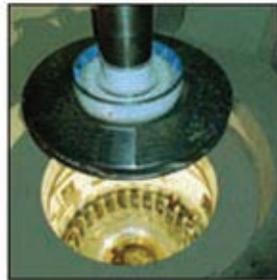
Kaplan



Bulbo



Pelton



Reversíveis



Hélice

Fonte: GE Power, 2006.

■ 2.3. Vertedouro

Outra importante estrutura que integra um aproveitamento hidrelétrico é o vertedouro. Sua função é permitir o extravasamento do excesso de afluência que não pode ou não interessa ser armazenada no reservatório ou gerada. Dito de outra forma, a finalidade do vertedouro é “descarregar as cheias para a manutenção do nível d’água de um reservatório em uma cota desejável” (ELETROBRÁS, 1997). É o componente mais popularizado de um aproveitamento hidrelétrico, não sendo rara a representação de uma usina por meio de imagens de vertedouros em operação, como ilustra a Figura 9.

Figura 9 – Usina Hidrelétrica de São Simão

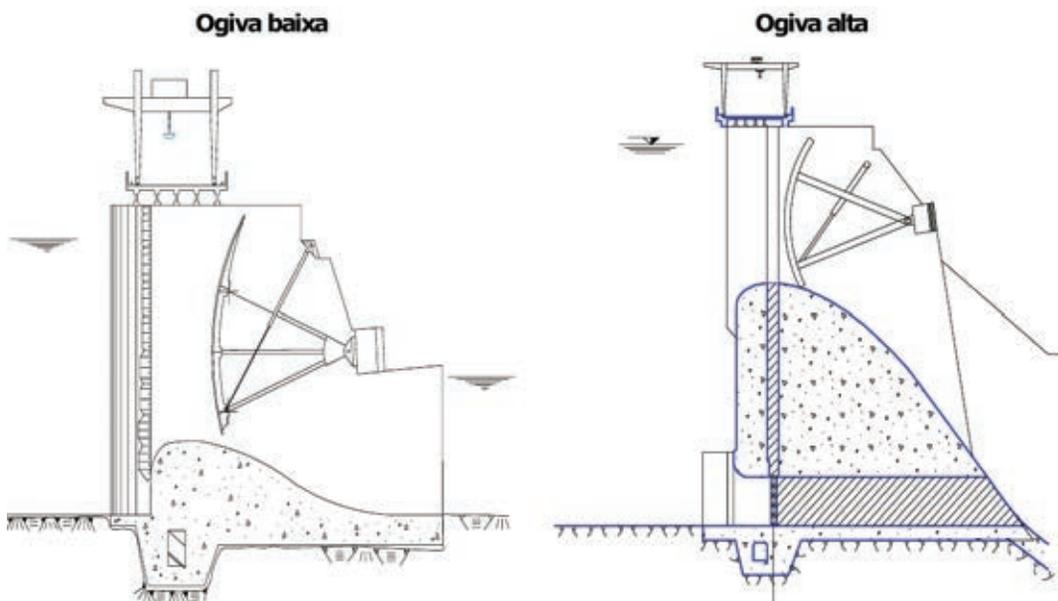


Fonte: CEMIG (2006).

Os vertedouros podem ser classificados como “de fundo” ou “de superfície”, sendo estes os mais comuns. Vertedouros de fundo somente são utilizados no caso de ser requerida descarga a jusante, em situações que não possam ser atendidas por vertedouro de superfície. Os vertedouros de superfície podem ser do tipo “livre” ou “controlados por comportas”.

Vertedouros livres têm aplicação típica em usinas a fio d’água, cuja barragem pode ter uma soleira vertente. Acarretam, portanto, maior sobrelevação no reservatório. Há outros tipos de vertedouro livre, como os do tipo tulipa e sifão, que são pouco utilizados. Quando o são, normalmente a vazão de vertimento é pequena. Os vertedouros controlados por comportas são especialmente recomendados em aproveitamentos com reservatórios de regularização. A Figura 10 ilustra dois tipos desses vertedouros.

Figura 10 – Seções típicas de vertedouros de superfície controlados por comportas



Fonte: Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas, 1997.

A escolha do tipo de vertedouro e da sua localização depende, naturalmente, da concepção do arranjo geral, do tipo de desvio e das características geológicas do local.

■ 2.4. Pequenas centrais hidrelétricas – PCH

Toda a descrição apresentada se aplica, guardada as devidas proporções, para PCH. Basicamente, o que define a classificação de um aproveitamento hidrelétrico como PCH é sua potência instalada e o tamanho de seu reservatório. No passado, outras limitações construtivas eram consideradas, mas, a partir de dezembro de 2003, ficou estabelecido, por meio da Resolução ANEEL nº 652, que os aproveitamentos com características de PCH são aqueles que têm potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km². Admite-se, contudo, que um aproveitamento possa ainda ser considerado com características de PCH mesmo sem atender a limitação da área do reservatório, respeitados, sempre, os limites de potência e modalidade de exploração. Nesses casos, deverá ser atendida pelo menos uma das seguintes condições:

- Atendimento à equação $A \leq (14,3 * P) / H_b$, sendo $A \leq 13,0$ km², onde:

A = área do reservatório em km², que é a área a montante do barramento, delimitada pelo nível d'água máximo normal operativo;

P = potência elétrica instalada em MW;

H_b = altura de queda bruta em metro, definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante.

- Dimensionamento do reservatório comprovadamente baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica, sendo, nesse caso, necessária a articulação entre a ANEEL, a ANA, os Comitês de Bacia Hidrográfica e as Unidades da Federação, conforme a localização, de acordo com a respectiva competência.

A importância e o cuidado na caracterização de um aproveitamento hidrelétrico como PCH está relacionado, entre outros fatores, à preservação do aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico de um determinado sítio e às vantagens fiscais e tarifárias que uma PCH desfruta, estabelecidas com o objetivo de incentivar investimentos nesse tipo de projeto, especialmente pela iniciativa privada.

PCH podem ser classificadas, quanto à capacidade de regularização de seu reservatório, em usinas a fio d'água, isto é, que não operam o reservatório⁷, ou de acumulação, com regularização diária ou mensal. Raramente dimensiona-se o reservatório de uma PCH com acumulação capaz de promover regularização superior à mensal.

Existem ainda aproveitamentos hidrelétricos com potência inferior a 1.000 kW. São ditas microcentrais com potência igual ou inferior a 100 kW e as minicentrais, com potência instalada no intervalo entre as micro e as pequenas centrais.

7 Dimensionamento desse tipo é indicado quando as vazões do rio na estação seca são maiores ou iguais que o engolimento máximo das turbinas.

■ 2.5. Usinas reversíveis

Usinas reversíveis constituem um aproveitamento hidrelétrico de características muito particulares. Além dos componentes básicos de toda central hidrelétrica, usinas reversíveis demandam a formação de um reservatório adicional, a jusante, e a instalação de turbinas especiais, denominadas reversíveis, capazes de operar como bombas hidráulicas. A usina de Yanbaru (Okinawa Seawater Pumped Storage - Japão), de 30 MW, é a primeira a usar o mar como reservatório de jusante (Figura 11).

Figura 11 – Usina reversível de Yanbaru, Japão



Usinas reversíveis são indicadas onde há necessidade de capacidade extra de geração nas horas de demanda máxima. Uma vez que suas turbinas podem ser usadas como bombas, pode-se transferir água de um reservatório a jusante para o de montante nas horas de carga leve. A água assim acumulada é “devolvida” ao reservatório de jusante nas horas de ponta, acionando as turbinas e gerando energia elétrica em um horário especialmente crítico para o sistema.

Tipicamente, a relação entre a energia gerada e a energia consumida no bombeamento é de 2/3, embora nas usinas mais modernas já se obtenha rendimento próximo a 75% (usina de Tongbai, China, de 1.200 MW, em construção com financiamento do Banco Mundial).

As usinas reversíveis apresentam quedas elevadas, frequentemente superiores a 600 m como Tianhuangping (607m), Kanagawa (653m), Xilongchi (703m), e Kazunogawa (714m).

Usinas desse tipo são destinadas exclusivamente ao atendimento da ponta de carga do sistema elétrico, razão pela qual tem baixo fator de capacidade, frequentemente entre 9% e 18%, e alta velocidade de tomada de carga.

Algumas usinas passam da operação de bombeamento para a geração máxima em apenas 2 minutos e da condição de *stand by* à plena carga em 12 segundos (Dinorwig, 1.728 MW, queda bruta de 600m). Se localizadas próximo aos centros de consumo, podem trazer benefícios adicionais, como o investimento evitado no sistema de transmissão, dimensionado para atender o horário de maior consumo no sistema.

As usinas reversíveis são parte significativa do parque gerador de diversos países e vem tendo utilização crescente particularmente na China e Japão, como sugere a lista abaixo onde se relacionam as principais usinas em operação comercial, potência instalada e data de início da operação comercial.

Tabela 1 – Relação de usinas reversíveis em operação comercial

País	Nome	Pot (MW)	Data	País	Nome	Pot (MW)	Data
África do Sul	Drakensberg	1.000	1993	França	Grand Maison	1.070	1997
	Palmiet	400	1988		La Coche	285	
Alemanha	Goldisthal	1.060	2002		Le Cheylas	485	
	Markersbach	1.050	1981		Mortézic	920	
Austrália	Bendeela	80			Revin	800	
	Kangaroo Valley	160			Super Bissorte	720	
	Tumut Three	1.500	1973		Imaichi	1.050	1991
Áustria	Kühtai	250			Kanagawa	2.820	2005
	Limberg	833			Kazunogawa	1.600	2001
Bulgária	Pavec Chaira	800			Kisenyama	466	1969
Canadá	Sir Adam Beck	174	1957	Matonoagawa	1.200	1999	
China	Guangzhou	2.400	2000	Midono	122		
	Tianhaungping	1.800	2001	Niikappu	200		
	Hebei Zhanghewan	1.000	2007	Okawachi	1.280	1998	
	Tongbai	1.200	2006	Okutataragi	1.932	1998	
	Xilongchi	1.200		Okuyoshino	1.206	1979	
Eslováquia	Cierny Váh	735		Shin-Takasegawa	1.280	1980	
Estados Unidos	Blenheim-Gilboa	1.200	1973	Shiobara	900		
	Castaic	1.566	1978	Takami	200		
	Edward C Hyatt	780	1968	Tamahara	1.200	1986	
	Gianelli	400	1968	Yagisawa	240		
	Grand Coulee Dam	314	1981	Yanbaru	30	1999	
	Helms	1.200	1984	Lituânia	Kruonis	900	1993
	John S. Eastwood	200	1988	Polônia	Zarnowiec	716	
	Lewiston (Niagara)	2.880	1961		Porabka-Zar	500	
	Ludington	1.872	1973		Solina	200	
	Mount Elbert	200	1981		Zydowo	150	
	Northfield Mountain	1.080	1972		Niedzica	93	
	Raccoon Mountain	1.530	1979	Dychów	80		
	Rock River	31	1929	Reino Unido	Ben Cruachan (Escócia)	440	1965
	Seneca Power Plant	435			Dinorwig (Gales)	1.728	1984
	Summit Pumped Water	1.500			Ffestiniog (Gales)	360	1963
Bath County	2.100	1985	Foyers (Escócia)		305	1975	
Irã	Siah Bisheh	1.140	1996	Rep. Theca	Dlouhé Stráné	650	1996
Irlanda	Turlough Hill	292	1974	Dalesice	450	1978	
	Itália	Piastra Edolo	1.020	1982	Rússia	Zagorsk	1.200
Chiotas		1.184	1981	Dneister	2.268	1996	
Presenzano		1.000	1992	Sérvia	Bajina Basta	364	1966
Lago Delio		1.040	1971	Taiwã	Minghu	1.00	1985
				Mingtán	1.620	1994	
				Tailândia	Lam Takhong	500	2004

De acordo com o último plano de longo prazo do setor elétrico, o Plano 2015 (ELETROBRÁS, 1994), ainda não se construiu nenhuma usina reversível no Brasil em razão de as usinas hidrelétricas virem sendo dimensionadas de tal forma que sua potência instalada é suficiente para atender à demanda na ponta. Adicionalmente, contribuiu para reduzir essa demanda nos últimos 20 anos a adoção das tarifas horo-sazonais, que criaram incentivos para os consumidores de maior porte deslocarem ou reduzirem seu consumo do horário de ponta. As interligações regionais também contribuíram para melhor atendimento da ponta com o sistema existente, pela possibilidade que oferecem de aproveitar não só a diversidade hidrológica, como a diversidade do consumo.

A tendência de aproveitamento do potencial hidrelétrico da Região Amazônica pode trazer novos elementos à estratégia da oferta, tendendo a favorecer usinas reversíveis. Por tudo isso, parece indicado que na análise de usinas reversíveis sejam aplicados conceitos de planejamento integrado de recursos.

3. Caracterização operacional

A caracterização operacional de uma usina hidrelétrica está fortemente condicionada pelo seu dimensionamento energético⁸, definido na fase dos estudos de inventário e viabilidade, que se apóia nos benefícios energéticos que lhe podem ser associados.

Entre outras formas, essa caracterização pode ser feita quanto ao regime operativo dos reservatórios ou quanto à alocação da geração da usina na curva de carga do sistema ao qual está integrada, sintetizada pelo conceito de fator de capacidade.

■ 3.1. Benefícios energéticos

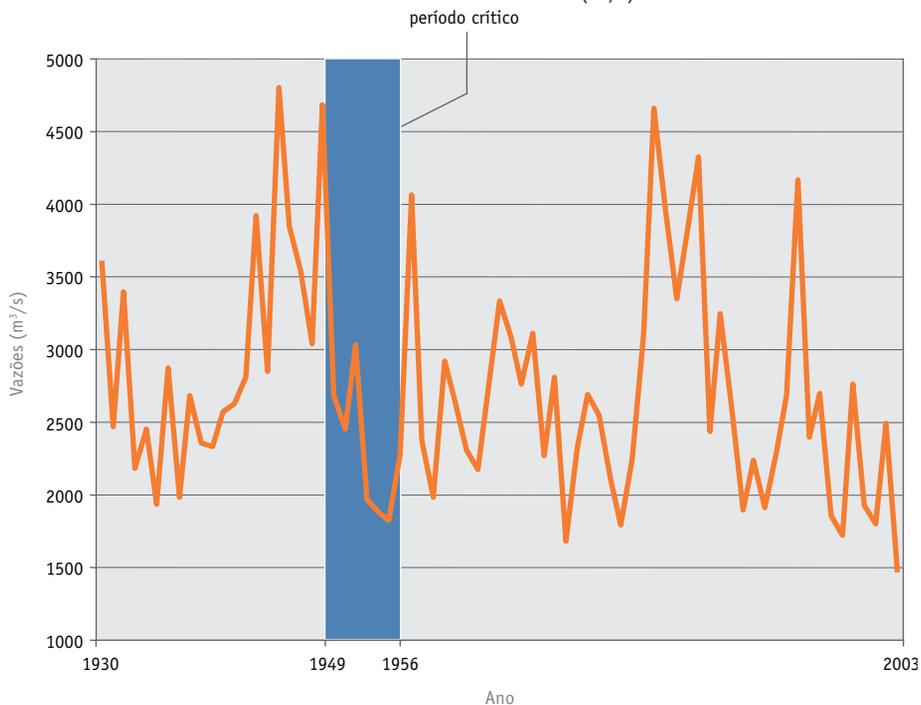
Classicamente, os benefícios energéticos considerados no dimensionamento de uma usina são: a contribuição para a energia firme ou assegurada do sistema, a energia secundária e a capacidade de ponta.

A contribuição de energia é um conceito associado à geração da usina ao longo do tempo. A característica estocástica das vazões afluentes ao reservatório exige a aplicação de todo um aparato metodológico, de forma a se estabelecer referências estáveis para a geração da usina.

A Figura 12 traz, como exemplo, a afluência natural, média anual, ao reservatório de Sobradinho, no Rio São Francisco, no período 1930-2003.

⁸ Entende-se por dimensionamento energético a definição dos seguintes parâmetros principais: nível de armazenamento máximo normal (N.A. máximo operativo), que define o volume total de acumulação; nível de armazenamento mínimo normal (N.A. mínimo operativo), que, em conjunto o anterior, define o volume útil de acumulação; altura de queda de referência; potência instalada da usina e número de unidades geradoras.

Figura 12 – UHE Sobradinho (1930/2003).
Afluências naturais médias anuais (m³/s)



Fonte: EPE.

Pode-se perceber que, mesmo em termos médios anuais, há variações de grande magnitude entre os valores máximo e mínimo do gráfico. Essas variações são, naturalmente, ampliadas se consideradas as médias mensais. Esse comportamento estocástico, com tal dispersão, é observado em todo e qualquer aproveitamento hidrelétrico e é, especialmente, amplificado no caso brasileiro, pelas condições climáticas. Reservatórios de acumulação permitem reduzir essas dispersões por proporcionarem manejo das vazões a jusante do barramento.

Os conceitos de energia firme e energia assegurada referem-se ao enfoque que se dá ao tratamento dessas vazões na avaliação do benefício energético.

A energia firme está associada ao enfoque que se convencionou chamar de determinístico, pelo qual se pressupõe, na avaliação da geração da usina ao longo de sua vida útil, a repetição das vazões registradas no histórico. A energia firme se refere à geração no período crítico, definido este período como aquele em que o conjunto dos reservatórios da configuração de usinas está cheio (100% do armazenamento) ao seu início, e está totalmente deplecionado (0% do armazenamento útil operativo) ao seu final⁹. A maior carga que pode se atendida pelo sistema sem que haja déficit no suprimento (corte de carga, racionamento) é definida como a energia firme do sistema. A energia firme da usina é a contribuição da usina à energia firme do sistema, estimada por meio de simulações da operação do sistema, nas quais se considera presente, e ausente, a usina que se pretende avaliar como parte da configuração.

9 No Sistema Interligado Nacional o período crítico é definido como compreendido entre junho de 1949 e novembro de 1956.

A energia assegurada está associada ao enfoque que se denominou probabilístico. Nesse enfoque, é conferido um tratamento estatístico às vazões, e a energia assegurada está associada a um dado nível de confiabilidade no suprimento, ou, de outra forma, a um dado nível de risco de déficit¹⁰.

Costuma-se separar a contribuição de energia firme ou assegurada de uma usina ao sistema em duas parcelas: a energia local, associada à geração na própria usina, e a incremental, referente ao ganho de geração nas usinas de jusante proporcionado pela regularização promovida pela operação de seu reservatório de acumulação.

A partir desses conceitos, é possível definir uma curva de necessidade mínima de armazenamento tal que as condições de contorno que da energia firme ou assegurada seja atendida. Isso significa que quando os reservatórios estão com um nível de armazenamento superior a essa curva, é possível gerar energia nas usinas sem comprometimento da segurança energética do sistema, ou das hipóteses sob as quais foi definida essa segurança. A energia associada a essa geração é dita energia secundária, normalmente disponível em períodos de afluência hidrológica favorável.

A capacidade de ponta é, basicamente, a geração da usina no horário de maior consumo. Vários fatores podem afetar essa capacidade: paradas programadas para manutenção, paradas intempestivas que determinam a saída forçada do grupo turbina-gerador ou, ainda, redução na altura de queda pela depleção do reservatório. Assim, a capacidade de ponta requer avaliação criteriosa, que não deve ser simplificada pela potência instalada da usina.

Definidos esses conceitos, pode-se estabelecer uma relação muito útil na caracterização operacional de uma usina hidrelétrica. Essa relação é definida pela razão entre a energia firme ou assegurada local, isto é, desconsiderada a contribuição a jusante proporcionada pelo seu reservatório de acumulação, e a potência instalada. Dá-se a essa relação a denominação de fator de capacidade.

■ 3.2. Quanto ao regime operativo dos reservatórios

Uma das classificações mais comuns que se faz para usinas hidrelétricas está relacionada ao regime operativo de seus reservatórios. Conforme já assinalado anteriormente, há dois tipos básicos de reservatórios: de acumulação e a fio d'água.

Nas usinas cujos reservatórios operam a fio d'água, o objetivo principal na formação do lago é maximizar a altura de queda disponível para geração. Assim, o nível d'água normal operativo do reservatório, e, por consequência, o volume acumulado e a área alagada, permanece praticamente invariante ao longo do tempo, independentemente da vazão afluente ao reservatório¹¹. A quantidade de energia gerada depende exclusivamente do regime hidrológico do rio (vazão afluente, natural ou regularizada) ao local do barramento e os benefícios energéticos (contribuição de energia para o sistema) se realizam exclusivamente na própria usina. Em uma cascata de aproveitamentos hidrelétricos em um mesmo curso d'água, usinas a fio d'água tendem a se localizar nas partes média e baixa do rio.

10 No sistema elétrico brasileiro, o nível máximo de risco de déficit admissível é de 5% (Resolução CNPE nº 01, de 17 de novembro de 2004).

11 Na verdade, mesmo usinas a fio d'água possuem alguma capacidade de regularização. Nesses casos, a regularização é diária ou mensal, em algumas vezes pouco superior à mensal. São exemplos de usinas a fio d'água no sistema elétrico brasileiro as Usinas de Estreito, no Rio Grande, de Xingó, no Rio São Francisco e de Itaipu, no Rio Paraná.

No outro tipo de usina, o reservatório tem também a função de estoque regularizador, de modo que o volume d'água do lago formado e, por consequência, o nível e a área alagada, podem variar de acordo com a maior ou menor necessidade de geração de energia. A quantidade de energia gerada depende não apenas do regime hidrológico do rio (vazão afluente), mas também do volume d'água acumulado. Os benefícios energéticos se realizam não apenas na própria usina, mas também nas demais usinas a jusante, que se beneficiam da regularização da vazão do rio proporcionada pela operação do reservatório a montante.

A definição do regime operativo dos reservatórios das usinas localizadas em uma mesma bacia hidrográfica é feita ainda na fase dos estudos de inventário e tem por objetivo principal a maximização dos benefícios energéticos proporcionados pelo conjunto dos reservatórios, observadas as restrições de caráter ambiental¹². Já a determinação do volume d'água acumulado em um reservatório e, por consequência, dos níveis d'água e da área alagada, é feita na fase de estudos de viabilidade.

O volume útil do reservatório é dimensionado também na fase de estudos de viabilidade, levando-se em conta os benefícios energéticos locais e no restante da cascata proporcionados pela depleção. Somente após caracterizado o reservatório é que são estabelecidos a motorização da usina (potência instalada), o número de unidades geradoras e as alturas quedas de projeto e referência, parâmetros definidores do projeto das turbinas.

Conforme EPE (2006), ao final de 2005 eram operadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS um conjunto de usinas hidrelétricas a fio d'água que perfazia uma potência instalada de 30.745 MW¹³. Já as usinas com reservatório de regularização pluriannual totalizavam uma potência instalada de 40.515 MW.

■ 3.3. Quanto à alocação na curva de carga

“Ao contrário da geração termelétrica convencional, em especial as que utilizam o carvão ou o combustível nuclear, usinas hidrelétricas podem iniciar sua geração ou alterar seu nível de produção muito rapidamente. Isso as qualifica como alternativa especialmente adequada para atender ao repentino aumento diário na demanda de eletricidade dos consumidores (ponta do consumo).

Usinas de base operam com fator de capacidade mais elevado, em contraste com as usinas de ponta, que apresentam um fator de capacidade mais baixo. Usinas hidrelétricas reversíveis, muito utilizadas para o suprimento à ponta de carga do sistema elétrico, em geral de pequeno reservatório e alta queda, operam com fator de capacidade inferior a 20%.

No sistema elétrico brasileiro, a geração hidrelétrica preenche toda a área da curva de carga.

Com efeito, o sistema nacional é basicamente hidrelétrico: em 2005, mais de 90% da geração foi de origem hídrica, de modo que as usinas hidráulicas estão alocadas tanto na base quanto na ponta da curva diária de demanda. O despacho diário das usinas hidrelétricas está associado às aflúncias, disponibilidade e produtividade da água ao longo da cascata, produtividade do local (possível incremento de perdas por elevação do canal de fuga) e eventuais restrições de transmissão.

12 Restrições dessa natureza podem ser: necessidade de manutenção de uma vazão ou de um nível d'água mínimo a jusante, em função de outros usos, por exemplo, irrigação ou captação de água para abastecimento e saneamento, limitações à variação do nível do reservatório, em razão de outros usos ou de instabilidade nas encostas dos lago.

13 Exclusiva a parte paraguaia em Itaipu (7.000 MW).

Henry Borden, com altura de queda de 772 m e 889 MW, é a usina que opera de menor fator de capacidade, próximo a 20%, porém isso se deve a questões ambientais relacionadas com a transposição de águas do rio Pinheiros para o reservatório da usina (reservatório Billings) e não à operação em regime de ponta.

De acordo com a configuração do parque gerador previsto pelo ONS14 para 2010, ao final desse ano o fator de capacidade (médio) das usinas hidrelétricas será próximo à 57%, com as características mostradas na Tabela 2.

Tabela 2 – Fator de capacidade médio das usinas do SIN

Tipo de usina	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacidade (p.u.)
Fio d'água	38.664	0,592
Sem regularização à montante		0,505
Com regularização à montante		0,599
Com reservatório de regularização	40.808	0,551
Sem regularização à montante		0,475
Com regularização à montante		0,572
Total	79.472	0,571

O fator de capacidade médio das usinas hidrelétricas é significativamente inferior ao fator de carga do sistema elétrico nacional¹⁵, o que, a princípio, justifica a inexistência de usinas dedicadas ao atendimento da carga exclusivamente em horário de ponta.

De fato, o fator de capacidade médio é resultante da otimização técnico-econômica dos projetos hidrelétricos, que visa maximizar o benefício energético do sistema hidrotérmico. A potência instalada é determinada, basicamente, pelo regime de afluência ao local da barragem e pelo valor econômico da energia firme que agrega ao sistema.

A influência da regularização da vazão afluente na motorização das usinas pode ser percebida da Tabela 2. De modo geral, aquelas posicionadas à jusante de reservatórios de regularização apresentam maior fator de capacidade médio.

A Tabela 3 relaciona as 10 usinas hidrelétricas de menor e as 10 de maior fator de capacidade médio.

Entre as 10 usinas de menor fator de capacidade médio, 7 são usinas de cabeceira, portanto sem regularização à montante, com reservatório de regularização plurianual. O baixo fator de capacidade se deve à maior utilização de seus reservatórios para maximização do ganho energético ao longo da cascata.”

Tabela 3 - Sistema Interligado Nacional
Usinas Hidrelétricas de maior e menor FC méd

Usina	P	F.C.
Itaúba (F)	500	0,38
Taquaruçu (F)	526	0,45
Campos Novos (R)	880	0,39
Manso (R)	210	0,41
Foz do Areia (R)	1.676	0,42
Emborcação (R)	1.192	0,43
Pedra do Cavalo (R)	160	0,44
Itumbiara (R)	2.280	0,45
Passo Real (R)	158	0,46
Passo Fundo (R)	226	0,46
S. Simão (R)	1.710	0,72
Sá Carvalho (F)	78	0,74
S. Grande (F)	102	0,74
Curua-uma (R)	30	0,74
L. N. Garcez (F)	74	0,75
Itiquira (F)	156	0,75
Espora (R)	32	0,75
Jaguará (F)	424	0,79
Canoas II (F)	72	0,81
P. Pedra (F)	176	0,85

(F) operação a fio d'água; (R) reservatório de regularização
P = potência instalada, em MW; FC méd = fator de capacidade, em p.u.
Elaboração: EPE

4. Custos

Reconhecidamente, usinas hidrelétricas constituem-se em projetos de investimento intensivos em capital. Dependendo do porte da usina, o custo de recuperação do capital pode representar cerca de 95% do custo de geração, antes da consideração dos aspectos tributários e do uso de recursos de terceiros. Por outro lado, requerem pequena equipe para sua operação e manutenção, apresentando baixo custo de produção, que independe dos preços dos combustíveis.

■ 4.1. Estrutura do custo de investimento na usina

De uma forma muito agregada, são três os principais itens de custo que compõem o investimento em uma usina hidrelétrica. São eles:

- Meio ambiente;
- Obras civis; e
- Equipamentos.

O item de custo aqui denominado genericamente por “meio ambiente” compreende, principalmente:

- aquisição de terrenos e benfeitorias para a formação do reservatório, canteiro de obras, áreas de empréstimo e vila residencial;
- relocações de estradas de rodagem, de ferro, de pontes, de linhas de transmissão e subestações e de linhas telefônicas;

- relocações de populações, compreendendo indenizações, aquisições de terras e benfeitorias para a implantação de projetos de reassentamento rural e relocação de cidades e vilas, incluindo obras de infra-estrutura e equipamentos sociais coletivos requeridos em cada caso;
- recomposição ou relocação da infra-estrutura regional;
- programas físico-bióticos referentes a compensação por danos aos ecossistemas atingidos, destacando-se a implantação de Unidade de Conservação, conforme determinado pela legislação;
- custo dos estudos ambientais; e
- custo de limpeza da área do reservatório.

Ressalte-se que a discriminação dos custos ambientais foi aqui simplificada. Existem, por certo, outros programas ambientais que, conforme o caso, poderão assumir valores expressivos. A título de exemplo, citam-se, entre outros, programas de relocação e apoio a comunidades indígenas ou outros grupos étnicos protegidos por lei; de infra-estrutura econômica e social isolada; de salvamento de elementos do patrimônio histórico e arqueológico e de usos múltiplos do reservatório.

O item “obras civis” compreende, basicamente:

- execução de benfeitorias na área da usina;
- execução das obras civis da casa de força;
- construção da vila de operadores
- execução do desvio do rio;
- construção da barragem;
- construção do vertedouro;
- construção das estradas de acesso;
- relocação de estradas e pontes;
- construção de aeroporto

Por fim, no item “equipamentos”, reúnem os custos de aquisições e montagem das turbinas, geradores, pontes rolantes, guindastes, comportas, condutos forçados, entre outros.

Tradicionalmente, na composição dos custos de investimento de um projeto hidrelétrico, utiliza-se como referência o que se convencionou chamar de Orçamento Padrão da Eletrobrás – OPE. O OPE estabelece um sistema de contas e sub-contas padronizadas que permite a composição dos custos e facilita a comparação de projetos. A correspondência entre os três itens globais acima enunciados e o OPE é, basicamente, a seguinte:

Tabela 4 - Composição de custos - OPE

Item global	Conta do OPE
Meio ambiente	.10 Terrenos, servidões e outras ações ambientais
Obras civis	.11 Estruturas e outras benfeitorias incluindo casa de força
	.12 Barragens, adutoras e vertedouros
	.16 Estradas de rodagem, de ferro e pontes
Equipamentos	.13 Turbinas e geradores
	.14 Equipamento elétrico acessório
	.15 Diversos equipamentos da usina

Além dessas, o OPE prevê ainda a conta “.17”, que engloba os custos indiretos, tais como canteiro e acampamento, engenharia, administração do proprietário, entre outros.

Da mesma forma, há parcelas das contas “.12” que devem ser apropriadas ao item de custo “equipamento”. Contudo, a simplificação feita não prejudica a análise de caracterização econômica de um projeto hidrelétrico.

A proporção de cada item de custo no custo total (investimento) de um projeto hidrelétrico é função direta da solução de engenharia para o aproveitamento do potencial e de sua complexidade ambiental. Assim, o estabelecimento de uma composição típica, mesmo sendo de utilidade para a análise de projetos hidrelétricos, deve ser sempre vista com a devida cautela, uma vez que situações específicas podem afetar de modo significativo a proporção de cada item de custo na formação do custo total.

O desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro experimentou avanço extraordinário nas décadas de 70 e 80. Referências disponíveis sobre esse período indicavam a seguinte composição do custo de investimento para um projeto hidrelétrico típico, considerada a composição mais agregada enunciada na seção precedente (GUERREIRO e ALVES, 1986):

Tabela 5 - Composição histórica dos custos

Item de custo	% do Custo total	% do Custo direto
Custo direto	73%	100%
Meio ambiente	8%	11%
Obras civis	40%	55%
Equipamentos	25%	34%
Custo indireto	27%	37%
Custo total	100%	137%

Atualmente, esse quadro está qualitativamente diferente, especialmente em razão das crescentes demandas ambientais, resultando em um crescimento da importância relativa do item “meio ambiente” e do aumento no preço de equipamentos e seus componentes e materiais.

Entre as referências mais atuais disponíveis estão os orçamentos dos projetos hidrelétricos que vinham buscando a habilitação técnica, junto à EPE, com vistas à participação no 1º leilão de energia nova já sob o novo ordenamento institucional do setor elétrico. Esse conjunto de usinas compreende 17 projetos¹⁴, localizados em todas as regiões do país, exclusive o Nordeste, e totaliza uma potência pouco maior que 2.790 MW.

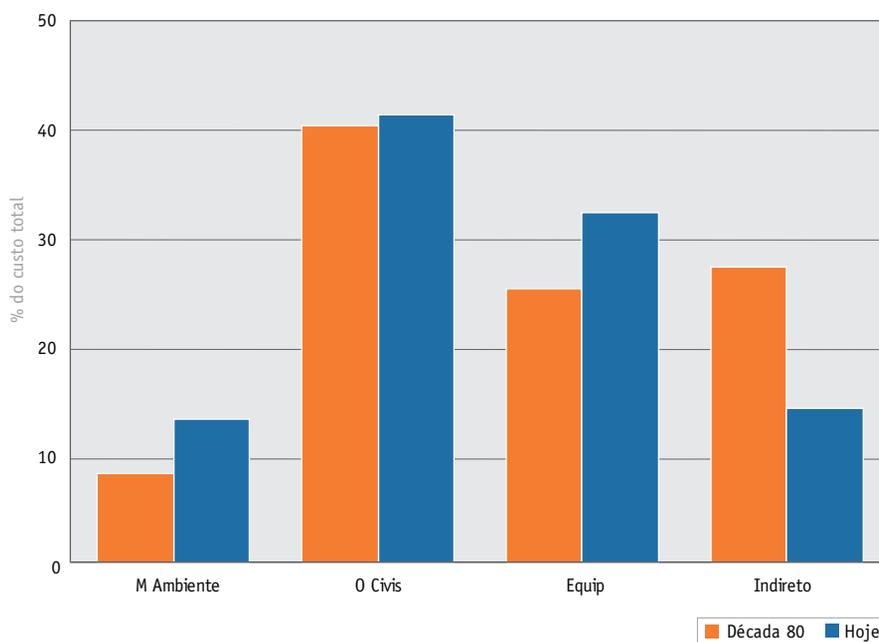
Com todas as limitações que um conjunto de projetos assim restrito traz à análise, a consolidação de seus orçamentos, apresentada a seguir, ratifica essa mudança qualitativa. A Figura 13 permite a comparação visual da alteração na estrutura do custo de investimento em hidrelétricas.

¹⁴ São eles: Licitados em 2005 – Passo de São João e São José, no Rio Grande do Sul; Foz do Rio Claro, em Goiás; Paulistas, entre Goiás e Minas Gerais; Retiro Baixo e Baguari, em Minas Gerais; e Simplício, entre Minas Gerais e Rio de Janeiro. A licitar – Mauá, Salto Grande, Baixo Iguaçu e Telêmaco Borba, no Paraná; Barra do Pomba e Cambuí, no Rio de Janeiro; Dardanelos, no Mato Grosso; Itaguaçu e Mirador, em Goiás; e Ipueiras, no Tocantins.

Tabela 6 - Composição atual dos custos

Item de custo	% do Custo total	% do Custo direto
Custo direto	85,5%	100%
Meio ambiente	13,3%	15,6%
Obras civis	40,6%	47,5%
Equipamentos	31,6%	36,9%
Custo indireto	14,5%	16,9%
Custo total	100,0%	116,9%

Figura 13 – Decomposição do custo de investimento em projetos hidrelétricos



Fonte: EPE.

■ 4.2. Custo de investimento

Por razões já expostas nesta nota técnica, é muito difícil estabelecer um valor que possa ser tomado como investimento típico em um projeto hidrelétrico. Muito mais do que em qualquer outra forma convencional de produção de energia elétrica, o custo da geração no caso da hidreletricidade depende diretamente do local onde se situa o aproveitamento e, ainda, do potencial disponível. O local condiciona o arranjo e a complexidade ambiental, portanto o custo das obras civis e de meio ambiente. O potencial (vazão e queda) determina, em grande medida, o dimensionamento dos equipamentos permanentes principais e, portanto, seu custo.

Com relação ao custo de investimento em hidrelétricas, as referências consistentes mais remotas disponíveis no Brasil são dos estudos da CANAMBRA¹⁵ (1967 *apud* P. Erber, sem data). No relatório final de 1967, o consórcio estimava os custos para instalação de usinas hidrelétricas na bacia do Rio Paraná, apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Custo de instalação de hidrelétricas no Brasil (década de 60)

Bacia/Usina	Potência firme	Custo de geração	Custo de instalação
	MW	US\$/MWh ⁽¹⁾	US\$/kW ⁽²⁾
Alto Rio Grande	1.838	5,07	242
Baixo Rio Grande ⁽³⁾	2.932	4,83	231
Bacia do Paranaíba	3.536	5,50	263
Bacia do Tibagi	990	7,47	357
Ilha Solteira	1.708	5,46	261
Ilha Grande	2.698	5,27	252
Total⁽⁴⁾	13.702	5,39	257

Nota: (1) inclui transmissão associada; (2) calculado a partir do custo de geração, considerando fator de capacidade de 55%, taxa de desconto de 10% ao ano e vida útil de 50 anos; (3) Usinas de Marimbondo, Água Vermelha; e (4) Para os custos de geração e de instalação, corresponde à média ponderada pela potência firme.

Fonte: CANAMBRA, 1967, *apud* P. Erber

Mesmo remotas, essas referências se revelam importantes, como se verá adiante. Para atualizá-las adotou-se um procedimento muito simples. Considerou-se a variação do índice de preços de turbinas e geradores do U.S. Bureau of Reclamation¹⁶. Conforme relatório do US Army Corps of Engineers (2000), esse índice cresceu, entre 1967 e 2005, 5,56 vezes. Assim, a média do custo de instalação das usinas investigadas pela CANAMBRA, e, na sua grande maioria, já construídas, equivaleria, em moeda atual, a algo em torno de US\$ 1.430/kW, com variações entre US\$ 1.280 e US\$ 1.980/kW.

A relevância dessa referência é conferida, de um lado, pela consistência e qualidade do trabalho da CANAMBRA e, de outro, pela robustez que apresenta na comparação com referências atuais, não obstante a precariedade do método de atualização monetária empregado.

Com efeito, tomando como referência o citado conjunto de 17 usinas que vinham buscando a habilitação técnica para o leilão de energia nova realizado em dezembro de 2005, encontra-se um valor médio de R\$ 3.000/kW, exclusive os custos de conexão, com dispersão significativa, entre R\$ 2.350/kW e R\$ 3.900/kW. Os custos de conexão, para tal conjunto de usinas, foram estimados no valor médio R\$ 250/kW, admitido um intervalo significativo de R\$ 140/kW e R\$ 350/kW. Ao câmbio atual¹⁷, o custo de instalação dessas usinas equivale, em média, a US\$ 1.470/kW e US\$ 1.360/kW, respectivamente com e sem os custos da transmissão associada.

15 CANAMBRA é a sigla pela qual foi identificado e ficou nacionalmente conhecido o consórcio de consultores canadenses, norte-americanos e brasileiros que desenvolveu, nos anos 60, ampla investigação do potencial hidrelétrico das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul do Brasil.

16 O índice de preços de turbinas e geradores do Bureau of Reclamation, uma entidade vinculada ao U.S. Department of the Interior, até hoje é utilizado como referência para medir a variação no custo de usinas hidrelétricas. O procedimento para atualização de custos adotado é bastante simples. Porém, a magnitude do período, as vicissitudes da economia brasileira nesses 40 anos, o próprio conceito de paridade do poder de compra utilizado pela CANAMBRA para avaliar a taxa de câmbio, desautorizam que se busque procedimentos mais complexos.

17 Câmbio de US\$ 1.00 = R\$ 2,20.

Outra referência atual é dada por Bähr e Biebuyck (2005), da Tractebel Electricity & Gas International, em apresentação feita no Banco Mundial sobre as lições da experiência do Brasil no financiamento de usinas hidrelétricas. Esses autores estabelecem o intervalo entre US\$ 700/kW e US\$ 2.000/kW como aquele em que estariam os valores típicos do custo de investimento em projetos hidrelétricos. Como exemplos específicos, todos no Rio Tocantins, citam:

- Usina de Cana Brava, com 450 MW de potência e investimento de US\$ 400 milhões (cerca de US\$ 890/kW)
- Usina de São Salvador, com 241 MW, US\$ 272 milhões de investimento (cerca de US\$ 1.130/kW);
- Usina de Estreito, com 1.087 MW, US\$ 1,0 bilhões de investimento (cerca de US\$ 920/kW).
- Por fim, uma referência internacional é dada por Kumar (2005), em palestra sobre ações na Índia na direção de atender as diretrizes da Convenção da Mudança do Clima. Segundo esse estudo, a Índia se mobiliza para instalar, entre 2000 e 2010, entre 10.000 e 35.000 MW em novas usinas hidráulicas. As referências para o custo de investimento para usinas de grande porte são de US\$ 887/kW e, para PCH, de US\$ 1.996/kW.

Especificamente em relação às PCH participantes do PROINFA, o MME registra custos médios de investimento na ordem de US\$ 1.800/kW

■ 4.3. Juros durante a construção

Juros durante a construção constituem uma rubrica do custo de uma usina hidrelétrica que tradicionalmente é considerada quando se quer referir o investimento à data de início de operação comercial do empreendimento. Do ponto de vista econômico, não significam desembolso, mas tão-somente a consideração do fato de as aplicações na obra obedecerem a um certo cronograma. Com efeito, em termos econômicos, dependendo da taxa de juros, poderá haver sensível diferença entre dois projetos com benefícios energéticos similares e investimento total comparável caso os cronogramas de desembolso de cada sejam significativamente diferentes.

Definidos dessa forma, os juros durante a construção correspondem ao valor que se agrega ao custo total da obra de forma a torná-lo economicamente equivalente a um desembolso único referido a data de início da operação comercial da usina.

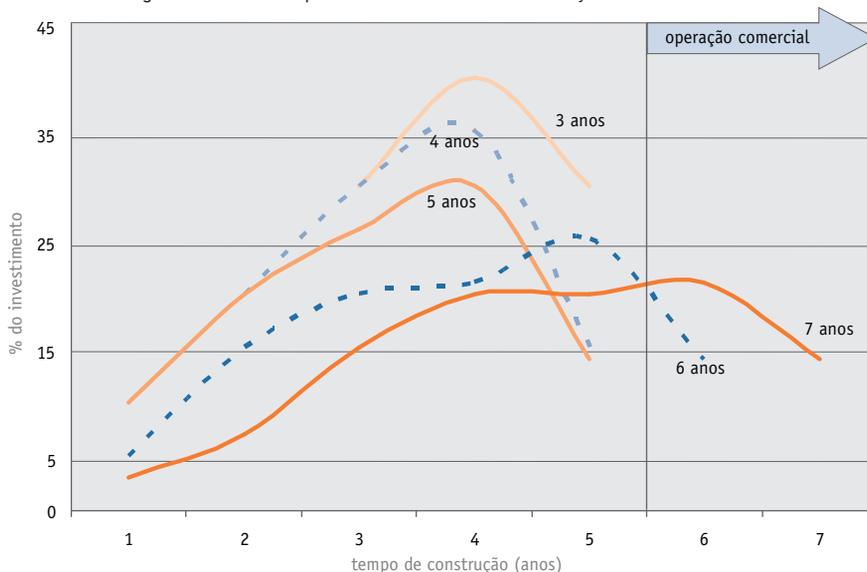
Para avaliar os juros durante a construção é necessário, portanto, estabelecer algumas hipóteses referenciais para o cálculo. Aqui, considerou-se:

- cronogramas de desembolso típicos, sugerido no Manual de Inventário (ELETROBRAS, 1997), em função do tempo de construção da obra (3 a 7 anos);
- incidência das aplicações no meio de cada ano do respectivo cronograma de desembolso;
- início de operação comercial com o comissionamento da 1ª máquina;
- data de início de operação comercial ao final do 5º ano, contado do início da obra¹⁸;
- taxa de juros parametrizada entre 8 e 15% ao ano.

18 Observe-se que nos casos de usinas com grande número de máquinas, a obra poderá prosseguir mesmo apenas o início da operação comercial

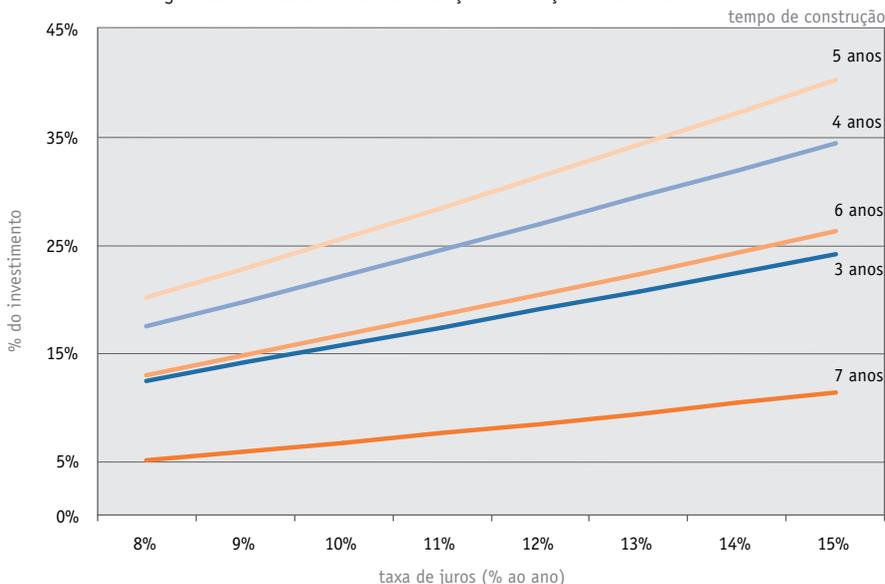
A Figura 14 traz a representação gráfica dos cronogramas de desembolso considerados e a Figura 15 os resultados obtidos, expressos em percentual do investimento total. Note-se que usinas com maior prazo de construção, que, por hipótese se estende além do início de sua operação comercial, apresentam taxas de juros durante a construção relativamente menores. Isso está relacionado ao conceito de juros durante a construção adotada. Na prática, reflete o benefício, não quantificado no modelo de cálculo, de a usina já estar auferindo parte de seus benefícios energéticos no período de conclusão da obra.

Figura 14 – Curvas típicas de desembolso na construção de hidrelétricas



Fonte: Manual de Inventário, ELETROBRAS, 1997.
Elaboração: EPE

Figura 15 – Juros durante a construção em função da taxa de desconto



Fonte: EPE

■ 4.4. Custos operacionais

Os custos operacionais são constituídos, basicamente, dos custos fixos e variáveis de operação e de manutenção. Também são relacionadas como custos operacionais as despesas com o seguro das instalações. Embora seja inadequado classificá-la como custo operacional, a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (conhecida como “royalty”), criada pela Lei 9.990, de 28 de dezembro de 1989, incide sobre a quantidade de energia efetivamente gerada pela usina, com alíquota de 6,75% da Tarifa Atualizada de Referência – TAR.

Os custos de operação e de manutenção compreendem os gastos com pessoal, material de consumo e equipamentos (exclusive reposição e reparos de grande monta nos equipamentos permanentes principais da usina) necessários à operação normal da usina e do sistema de transmissão associado (conexão).

Não há muitas referências na literatura que possam suportar uma estimativa dos custos operacionais. Tolmasquim (2005) considerou, na avaliação econômico-financeira da geração hidrelétrica, os valores de R\$ 11,25/kW, como custo fixo, e de R\$ 1,50/MWh, como custo variável. Considerando um fator de capacidade de referência de 55% e uma taxa de câmbio de R\$ 2,20 por US\$, esses valores equivalem a um custo operacional de US\$ 1,74/MWh. Bähr et al (2005) estima os custos de operação e manutenção em US\$ 2,00/MWh.

Uma crítica imediata que se pode fazer a essas estimativas é que elas não consideram o porte da usina como elemento diferenciador dos custos operacionais. É lícito supor que usinas de menor porte tendam a apresentar custos unitários de operação e manutenção mais elevados. De qualquer modo, a importância relativa desses custos na composição do custo total da geração hidrelétrica é pequena. Provavelmente é por essa razão que as referências citadas não avançaram neste ponto específico.

Corroborando que os custos unitários tendem a ser mais elevados em usinas de menor porte, Tolmasquim (2005) considera, na avaliação da geração de PCH, o valor de R\$ 7,00/MWh (equivalente a US\$ 3,2/MWh) para os custos operacionais.

Para o caso de PCH, outra referência são as “Diretrizes para Projetos de PCH” (ELETROBRAS, 1999), que, embora ressaltando que a estimativa desses custos deve ser baseada “em composição de custos, experiências anteriores, grau de automação, etc”, sugere utilizar, “na falta de outros métodos”, o valor de 5% do custo total do investimento inicial. Nesse caso, considerando fator de capacidade de 60%, taxa de desconto de 12% ao ano, vida útil de 30 anos e parametrizando-se o investimento inicial entre US\$ 1.000/kW e US\$ 2.000/kW, calcula-se o custo de operação e manutenção de PCH entre US\$ 1,5/MWh e US\$ 2,9/MWh.

Quanto às despesas com seguro das instalações, fica o registro de Tolmasquim (2005), que considerou, na avaliação do custo da geração hidrelétrica, tanto na usina de grande porte quanto na PCH, o percentual de 0,5% aplicável sobre o investimento inicial. Nessas condições, e considerando, ainda, taxa de desconto de 12% ao ano e vida útil de 30 anos, a despesa anual com seguro, expressa em US\$/MWh, seria (investimento inicial de US\$ 1.000/kW):

- Hidrelétricas de grande porte (fator de capacidade de 55%): 0,13
- Pequenas centrais hidrelétricas (fator de capacidade de 60%): 0,12

No caso dos “royalties”, deve-se tomar cuidado com a referência do valor da energia. Observe-se que a compensação financeira é calculada com base na energia gerada e não com base na energia firme ou garantida e que todos os valores até aqui apresentados, quando expressos em US\$/MWh, referem-se à energia firme ou garantida. Assim, para que a despesa com “royalties” possa ser expressa em bases comparáveis às demais parcelas deve-se ter em conta:

- a tarifa de referência aplicada ao cálculo da compensação financeira, hoje no valor de R\$ 55,94/MWh, equivalente a US\$ 25,43/MWh, ao câmbio de US\$ 1.00 = R\$ 2,20;
- a expectativa de geração da usina ao longo de sua vida útil, cujo indicador síntese é o fator de capacidade médio (relação entre a energia média produzida, em MWh médios, e a potência instalada, em MW) que, com base nas estatísticas setoriais e nas simulações da operação do sistema, é estimado em 65%;
- o fator de capacidade (firme ou assegurado), estimado em 55%.

Nessas condições, a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos é calculada em US\$ 2,03/MWh.

Em resumo, considerando o exposto, os custos operacionais, ou de forma mais abrangente, os custos relacionados à operação de uma usina hidrelétrica, podem ser assim resumidos:

Tabela 8 – Custos operacionais de usinas hidrelétricas

Item de custo	US\$/MWh	R\$/MWh
Operação e manutenção	1,75 a 2,90	3,85 a 6,38
Seguro	0,12 a 0,13	0,26 a 0,29
“Royalties”*	2,03 *	4,47(*)
Total	3,90 a 5,06	8,58 a 11,14

Nota: custos mais altos para usinas de menor porte, em termos da potência instalada.

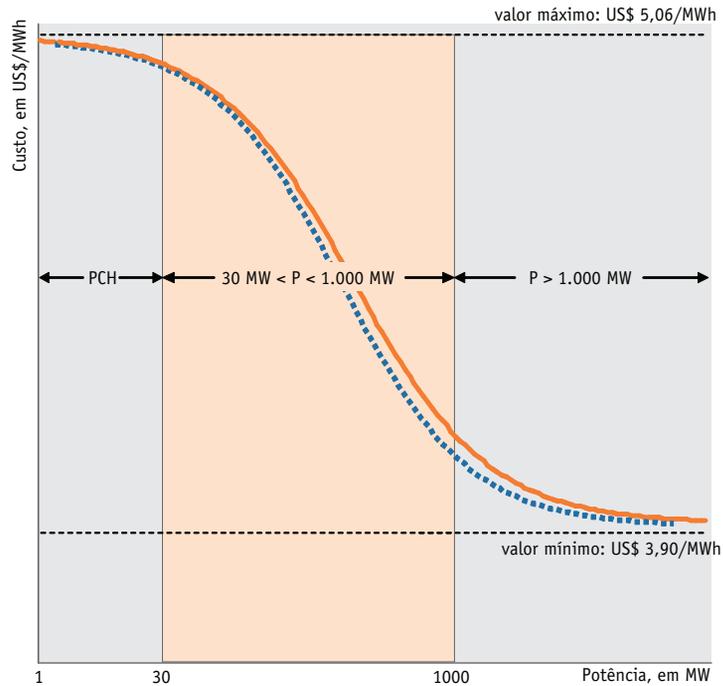
(*) Royalties não são devidos no caso de PCH.

Assim, é possível definir conceitualmente os custos relacionados à operação de uma usina hidrelétrica como função da potência instalada, considerando como limites os valores acima definidos. Assim, pode-se escrever:

$$C = f(P) \mid \lim_{P \rightarrow \infty} C(P) = 3,90 \text{ e } \lim_{P \rightarrow 0} C(P) = 5,06$$

onde P é a potência instalada (MW) e C é expresso em US\$/MWh. Graficamente, essa função pode ser modelada como mostrado na Figura 16.

Figura 16 – Modelagem dos custos relacionados à operação de usinas hidrelétricas em função da potência instalada



■ 4.5. Encargos setoriais

Além dos custos de investimento e operacionais, compõem o custo da geração hidrelétrica interligada ao sistema elétrico vários encargos setoriais, sendo os principais os referentes ao uso do sistema de transmissão, cuja tarifa é conhecida pela sigla TUST, à taxa de fiscalização, instituída pela Lei nº 9.427/96, e à obrigação de aplicação de programas de pesquisa e desenvolvimento¹⁹.

A TUST é fixada pela ANEEL para cada empreendimento de geração, tendo em conta o disposto nas Resoluções nº 281 e 282, de 1º de outubro de 1999, que estabeleceram, respectivamente, as condições gerais para a contratação do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição, bem como a metodologia nodal para a simulação e estabelecimento da TUST e os parâmetros regulatórios a serem utilizados nessas simulações para obtenção das tarifas (ANEEL, 2005). Em junho de 2004, por meio da Resolução Normativa nº 67, a ANEEL atualizou os critérios para a composição da Rede Básica do SIN e da TUST, definindo a parcela dessa tarifa aplicável a todos os usuários do SIN, entre os quais se incluem os geradores.

¹⁹ Existem, ainda, encargos destinados a cobrir custos da conta de consumo de combustíveis – CCC, cujos recursos financiam, principalmente, a geração térmica nos sistemas isolados da Região Norte e a compor o fundo da conta de desenvolvimento energético – CDE, aplicado, principalmente, no financiamento de fontes alternativas de energia.

Em 30 de junho de 2005, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 150, que, entre outras providências, estabeleceu o valor das tarifas de uso do sistema de transmissão aplicáveis a centrais geradoras. Essa resolução fixou tarifas para 107 usinas hidrelétricas integrantes da Rede Básica do SIN no biênio 2005/2006. Nessas condições, o valor médio da TUST aplicável à geração hidrelétrica é de R\$ 2,66/kW.mês, equivalente a R\$ 6,53/MWh ou US\$ 3,00/MWh (considerando-se um fator de capacidade de 55% e uma taxa de câmbio de US\$ 1.00 = R\$ 2,20)²⁰.

A taxa de fiscalização incidente sobre a geração é disciplinada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997. É determinado pela seguinte fórmula:

$$TF_g = P * G_u, \text{ onde } G_u = 0,5\% B_g$$

sendo:

P = potência instalada, expressa em kW;

B_g = valor unitário do benefício anual decorrente da atividade de geração²¹, expresso em R\$/kW.

Por fim, a obrigação de aplicação de recursos em programas de pesquisa e desenvolvimento é definida em lei como sendo de 1% da receita anual.

■ 4.6. Impostos e tributos

Para chegar-se à composição final dos custos da geração hidrelétrica há que se considerar os impostos e tributos incidentes sobre a atividade. Estes podem ser classificados em dois grupos: os incidentes sobre a receita, quais sejam PIS, COFINS e CPMF, e o Imposto sobre a Renda (IR) e a Contribuição Social (CSLL), ambos tendo como base de cálculo o lucro líquido.

Para a geração hidrelétrica, as alíquotas aplicáveis no cálculo desses impostos e tributos são:

- PIS = 1,65%
- COFINS = 7,60%
- CPMF = 0,38%
- IR = 25%
- CSLL = 9%

5. Avaliação econômica

■ 5.1. Hipóteses básicas

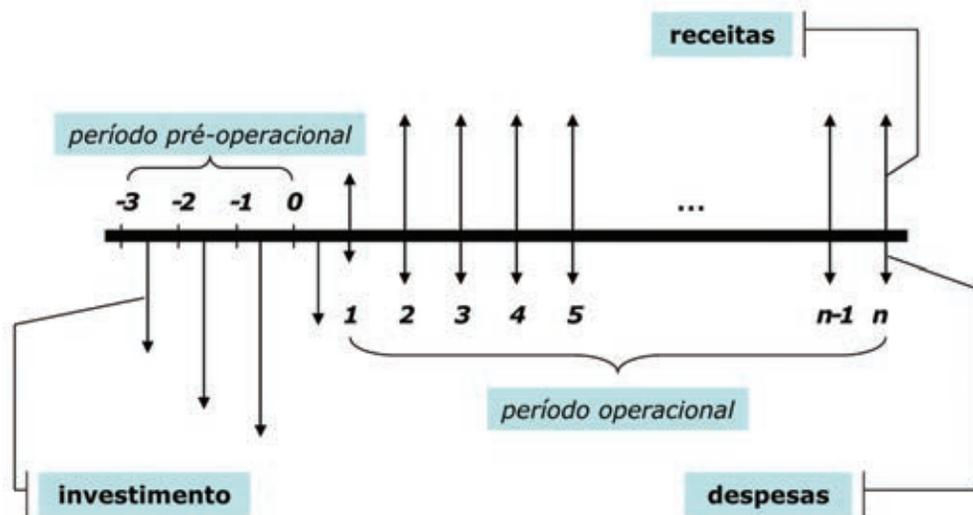
Nesta seção, são apresentados os resultados da avaliação econômica da geração hidrelétrica, considerando o exposto nas seções anteriores. Essa avaliação tem como medida sintética uma tarifa de equilíbrio, expressa em R\$/MWh, definida como a que torna nulo o valor presente do fluxo de caixa do projeto, uma vez considerados todos os custos envolvidos na geração hidrelétrica, inclusive a recuperação e a remuneração do capital investido.

20 PCH têm isenção de 50% da TUST e TUSD.

21 Para o caso de uma usina, esse benefício pode ser aproximado pela receita anual da usina deduzida da despesa de acesso e uso do sistema de transmissão.

Considerou-se o conceito de fluxo postecipado no período operacional. Assim, por hipótese, todas as receitas e despesas referentes a um determinado período são concentradas ao final desse período. Também por hipótese, foram consideradas, no período pré-operacional, as aplicações ocorrendo no meio de cada período. Adotou-se, ainda, o cronograma de construção de quatro anos. No primeiro ano do fluxo operacional, considerou-se a incidência de apenas metade das receitas e despesas, procurando refletir a evolução do comissionamento das máquinas da usina. Na Figura 17 pode-se ver a representação esquemática do fluxo de caixa do projeto adotado.

Figura 17 – Representação esquemática do fluxo de caixa de um projeto hidrelétrico



Para efeito da avaliação econômica é necessário, ainda, definir dois parâmetros básicos, quais sejam a vida útil e a taxa de desconto, ou taxa interna de retorno.

■ 5.2. Vida útil

Com relação à vida útil, deve-se ter em conta que, para efeito da avaliação econômica, adotava-se, tradicionalmente no setor elétrico, o prazo de 50 anos, embora a depreciação do investimento seja feita no período de 30 anos. Considerar um ou outro valor não traz diferenças significativas na avaliação econômica da geração hidrelétrica. Com efeito, para a taxa de desconto de 10% ao ano, o fator de recuperação de capital em 50 anos é apenas 5% inferior ao fator para 30 anos. Essa diferença é ainda menor para taxas de desconto mais elevadas (por exemplo, para a taxa de 15% ao ano, reduz-se para 1,4%).

Em face disto, e tendo em vista o objetivo de efetuar uma avaliação econômica da geração hidrelétrica antes e após o imposto de renda, na qual, necessariamente, deve ser incluída a depreciação, decidiu-se considerar como vida útil das instalações o prazo de 30 anos. Eventual diferença por conta de uma análise de prazo mais longo pode ser interpretada como um benefício adicional à geração hidrelétrica na análise comparada com outros tipos de geração.

■ 5.3. Taxa de desconto

A determinação da taxa de desconto adequada envolve uma discussão, naturalmente mais complexa, sobre o custo do capital próprio, ou taxa mínima de atratividade do investidor e o custo de capital de terceiros. Com efeito, o binômio retorno-risco assume papel preponderante na decisão da alocação do capital e exige uma discussão teórica complexa. É comum adotar-se para determinação da taxa de desconto o custo médio ponderado de capital ou “WACC” (*Weighted Average Capital Cost*), que resulta da ponderação entre o custo de capital próprio e o custo de capital de terceiros.

Custo do capital próprio

A partir da formulação, por William Sharpe, em 1964, o modelo de precificação de ativos “*Capital Asset Pricing Model*” – CAPM vem sendo amplamente utilizado para a avaliação do retorno de investimentos de risco. Sob o enfoque do CAPM, o retorno esperado de um investimento em ativos de risco, equivalente ao custo do capital próprio, é dado pela expressão:

$$K = R_f + b \cdot (R_m - R_f) + R_{Br}$$

onde:

R_f = taxa livre de risco;

R_m = risco de mercado, sendo $(R_m - R_f)$ = prêmio de risco de mercado;

b = risco do projeto em relação ao mercado

R_{Br} = risco país

A taxa livre de risco é o piso a partir do qual são agregados os demais fatores.

O prêmio de risco de mercado deve refletir a rentabilidade exigida por investidores para compensar o risco não assumido ao investirem em outros ativos. É um retorno adicional dado pela diferença entre o retorno esperado do portfólio de mercado (por exemplo, rentabilidade da bolsa de valores) e o retorno livre de risco.

O fator b é um indicador do risco do projeto em relação do mercado. O fator b mede, portanto, o risco sistemático do projeto. Quanto maior seu valor, maior o grau de risco que implicitamente está se associando ao projeto. O grau de endividamento tende a afetar a avaliação do fator b . Todavia, no caso de novos projetos hidrelétricos, deve-se ter em conta que, pelo modelo institucional vigente, há um contrato de venda de energia, de longo prazo, estabelecido no momento da outorga da concessão (leilão). Além disso, como se trata da avaliação de um projeto a implantar, é razoável supor que o endividamento se dará ao longo da vida do projeto. Assim, não se justifica introduzir elementos que reflitam a qualificação de diferentes graus de alavancagem financeira (endividamento). Isto poderá justificar considerar, para efeito de estimação do fator b , o índice “simples”, reconhecido na bibliografia como *unlevered beta*.

Por fim, o risco-país representa um prêmio adicional exigido por investidores para aplicações em mercados emergentes, como o Brasil, normalmente associado ao *spread* entre um título da dívida soberana do país e o bônus do Tesouro americano de vencimento equivalente. Uma referência usual para esse *spread* é o *rating* do país na classificação de agências como a Moody’s. O *rating* do Brasil hoje é “Ba3”, sendo esperado, a curto prazo, *upgrade* nessa classificação, considerando a melhora efetiva das contas nacionais verificada nos últimos anos. Em perspectiva, considerando cenários de crescimento econômico, é lícito supor novos avanços nessa avaliação, principalmente quando se toma em conta o horizonte de vida útil do projeto, 30 anos, o que

tende a reduzir a parcela associado ao risco-país.

Vasta bibliografia tem tratado da estimação desses riscos²². Embora seja da maior relevância, uma discussão mais detalhada desses aspectos foge ao escopo deste trabalho. De qualquer modo, é possível demonstrar que, no longo prazo, e considerando as especificidades de projetos de geração hidrelétrica no Brasil, o custo do capital próprio aplicável ao caso esteja entre 10 e 15% ao ano.

Custo de capital de terceiros

Para o custo de capital de terceiros, uma referência é a taxa de juros de longo prazo – TJLP, utilizada no financiamento de projetos de investimento pelo Banco Nacional de Desenvolvimento econômico e Social – BNDES. Hoje, essa taxa está fixada em 8,15% ao ano. Considerando uma inflação de 5% ao ano, significa uma taxa de juros real de 3,0% ao ano.

Além desse custo financeiro, deve-se considerar ainda a remuneração do agente financeiro. No caso de uma operação direta do BNDES, a remuneração do banco está fixada em 3,5% ao ano para novos projetos de geração de energia elétrica. Sendo uma operação indireta, essa taxa é menor, mas deve-se somar a intermediação financeira e a remuneração do agente repassador. De qualquer modo, não deve ultrapassar 4% ao ano.

Assim, uma estimativa da taxa de juros real como indicativa do custo de capital de terceiros é algo em torno de 7 a 8% ao ano.

Taxa de desconto

Por fim, para a estimativa do custo médio ponderado de capital, deve-se fazer hipóteses da proporção entre capital próprio e capital de terceiros. Assumindo uma proporção de capital de terceiros entre 50 e 70%, calcula-se que o custo médio ponderado de capital, como estimador da taxa de desconto aplicável à análise econômica de projetos de geração de energia elétrica, esteja entre 7,5 e 12% ao ano, conforme a seguir indicado:

Participação de capital de terceiros	Custo médio do capital
50%	8,0-12,0% a.a.
70%	7,5-10,0% a.a.

■ 5.4. Resultados

Conforme já assinalado, os resultados serão apresentados na forma de uma tarifa, expressa em R\$/MWh, que equilibra o fluxo de caixa do projeto. Essa tarifa foi calculada considerando a incorporação sucessiva dos seguintes itens de custo: custo de produção; encargos setoriais, impostos sobre a receita e impostos sobre os resultados, de modo a permitir uma avaliação do impacto de cada uma dessas parcelas sobre o valor final. No cálculo, foram considerados os seguintes dados:

Custos de produção

- Custo de investimento: parametrizado entre US\$ 800 e US\$ 1.500/kW;
- Custo de operação e manutenção: R\$ 4,20/MWh (incluindo seguro das instalações)

22 Para efeito desse trabalho, consultou-se Sauer e Vieira (2001) e site relacionado à New York University, no qual foram acessadas, em abril de 2006, as seguintes páginas:
 • <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>>;
 • <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/new_home_page/datafile/betas.html>
 • <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctyprem.xls>>.

Encargos setoriais

- Custo de acesso e uso da rede (TUST): R\$ 6,55/MWh
- Custo da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos (royalties): R\$ 4,47/MWh
- Taxa de fiscalização (ANEEL): 0,5% da receita
- Investimento em pesquisa e desenvolvimento: 1% da receita líquida

Impostos sobre a receita

- alíquota do PIS = 1,65%
- alíquota da COFINS = 7,60%
- alíquota da CPMF = 0,38%

Impostos sobre o resultados

- alíquota do IR = 25%
- alíquota da CSLL = 9%

Os resultados são apresentados nas Tabelas 9 a 11, parametrizando-se a taxa de desconto entre 8 e 12% ao ano.

Tabela 9 – Tarifa de equilíbrio para a geração hidrelétrica, em R\$/MWh
Taxa de desconto de 8% ao ano

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
800	39,6	51,6	55,2	68,7
1.000	48,5	60,5	64,8	81,7
1.200	57,3	69,5	74,5	94,7
1.500	70,6	83,0	88,9	114,2

Tabela 10 – Tarifa de equilíbrio para a geração hidrelétrica, em R\$/MWh
Taxa de desconto de 10% ao ano

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
800	47,3	59,4	63,9	81,8
1.000	58,1	70,3	75,7	98,1
1.200	68,8	81,3	87,5	114,4
1.500	85,0	97,7	105,2	138,8

Tabela 11 – Tarifa de equilíbrio para a geração hidrelétrica, em R\$/MWh
Taxa de desconto de 12% ao ano

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
800	55,6	67,9	73,3	96,0
1.000	68,5	80,9	87,4	115,9
1.200	81,3	94,0	101,6	135,7
1.500	100,6	113,5	122,8	165,4

6. Referências bibliográficas

■ 6.1. Reuniões temáticas na EPE: geração hidrelétrica

- [1] ALQUÉRES, J.L. **Energia Hidrelétrica**. Apresentação em *PowerPoint* e notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.
- [2] ARAGÃO, J.A.M. **Hidrelétricas na Amazônia**. Notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.
- [3] D'ARAUJO. **Reflexões sobre o Futuro do Setor Elétrico**. Apresentação em *PowerPoint* e notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.
- [4] GONDIM, J. **Usos Múltiplos da Água**, In: Reuniões Temáticas na EPE: Geração Hidrelétrica, Rio de Janeiro, 2006. Notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.
- [5] VENTURA FILHO, A. **Geração Hídrica no Brasil**. Apresentação em *PowerPoint* e notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.
- [6] VILLELA, N. P. **Hidrelétricas e Meio Ambiente**. Notas de reunião. Rio de Janeiro: 21 de fevereiro de 2006.

■ 6.2. Bibliografia

- [7] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº 281**, de 1º de outubro de 1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica
- [8] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº 282**, de 1º de outubro de 1999 que estabelece os parâmetros regulatórios a serem utilizados na aplicação da metodologia nodal para a simulação e o estabelecimento das tarifas de uso do sistema de transmissão
- [9] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº 652**, de dezembro de 2003, que estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH)
- [10] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 67**, de junho de 2004, que atualiza os critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional e das tarifas de uso do sistema de transmissão
- [11] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 150**, de 30 de junho de 2005, que, entre outras providências, estabelece o valor das tarifas de uso do sistema de transmissão aplicáveis a centrais geradoras
- [12] Brasil. **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências
- [13] Brasil. **Lei nº 9.991**, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências
- [14] Brasil. **Decreto nº 2.410**, de 28 de novembro de 1997, que dispõe sobre o cálculo e o recolhimento da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e dá outras providências.
- [15] CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução nº 01**, de 17 de novembro de 2004, que define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica.
- [16] BÄHR, M. et BIEBUICK, C. **Financing Hydropower Development in Emerging Power Markets - Lessons of Experience from Brazil**, In: The World Bank Group Energy Lecture Series 2005. Apresentação em *PowerPoint*. Washington: Banco Mundial, 24 de janeiro de 2005.

- [17] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, Brasília: ANEEL, 1ª ed., 2002
- [18] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 015/2005-SRT/ANEEL**. Brasília: ANEEL, 17 de junho de 2005.
- [19] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração – BIG**, disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em fevereiro de 2006
- [20] CANAMBRA, **Final Report of the Power Study of South Central Brazil**, 1967. Apud ERBER, P., Contribuição da Geração Hidrelétrica para Redução das Emissões Atmosféricas. Brasília: MCT, [s.d.]
- [21] CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. **Usinas da CEMIG**, informações disponíveis em <<http://www.cemig.com.br>>. Acesso em março de 2006
- [22] ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 – Plano 2015**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1994
- [23] ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1997
- [24] ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Diretrizes para Projetos de PCH**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1999
- [25] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015**. Rio de Janeiro: MME, 2006
- [26] ERBER, P. **Contribuição da Geração Hidrelétrica para Redução das Emissões Atmosféricas**, *paper* disponível em <http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/pem01.htm>. Acesso em março de 2006
- [27] GE POWER. **Hydro Turbines**, informações disponíveis em <http://www.gepower.com/prod_serv/products/hydro/en/turbines>. Acesso em fevereiro de 2006
- [28] GUERREIRO, A. et ALVES, T.C.F. **Custos Hidrelétricos – Proposição de um Índice Composto para Atualização**, In: VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1986, São Paulo. Anais... São Paulo: VIII SNPTEE, 1986
- [29] KUMAR, A. **Preliminary Analysis of Sector Based Proposal: Case Study for India**, In: Dialogue on Future International Actions to Address Global Climate Changes, 2005, Lima. Apresentação em *PowerPoint*. Lima: [s.n.], 2005
- [30] MAB – Movimento de Atingidos por Barragens. **O Atual Modelo Energético**, disponível em <<http://www.mabnacional.org.br>>. Acesso em fevereiro de 2006
- [31] ONS – OPERADOR NACIONAL DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. **Geração de energia**, informações disponíveis em <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em fevereiro de 2006
- [32] ROCHA, A.G. **Comercialização de Energia Elétrica e Formação de Preços**. In: Fórum Continuado de Energia, 2003, Rio de Janeiro. Apresentação em *PowerPoint* disponível em <<http://www.ebape.fgv.br/novidades>>. Acesso em fevereiro de 2006
- [33] SANTOS, M.F.M. **A Importância da Complementaridade Térmica**, In: BR Soluções. Rio de Janeiro: [s.n.], [s.d.]
- [34] SAUER, I.L. e VIEIRA, J.P. **COPEL – Companhia Paranaense de Energia. Observações quanto à avaliação e preço mínimo: Relatório de avaliação**, monografia disponível em <<http://www.ieee.usp.br/biblioteca/producao/2001/monografias>>
- [35] SOUZA, Z. et alii. **Centrais Hidrelétricas – Estudos para Implantação**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1999
- [36] TOLMASQUIM, M.T. (coord.). **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2005
- [37] U.S. Army Corps of Engineers. **Civil Works Constructions Cost Index System**, Washington: US DoA, 31 de março de 2000
- [38] VERBUND – Austrian Hydro Power AG. **AHP folder**, brochura disponível em <<http://www.verbund.at/en/AHP/company>>. Acesso em março de 2006

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Ricardo Cavalcanti Furtado

Equipe Técnica

Ana Paula A. Coelho
Flavia Pompeu Serran
Paulo Nascimento Teixeira
Mirian Regini Nuti
Hermani de Moraes Vieirai

SUMÁRIO

1.	Introdução	137
2.	Perspectivas de uso da fonte no horizonte de estudo	137
3.	Condicionantes socioambientais para o plano nacional de energia de longo prazo	143
3.1.	Condicionantes internacionais e globais	143
3.2.	Condicionantes legais.....	144
3.3.	Condicionantes para a viabilização dos programas de expansão no horizonte do longo prazo	145
3.3.1.	Compatibilização de critérios energéticos e socio-ambientais Com uma política para a expansão energética de longo prazo	145
3.3.2.	Regulamentação de condicionantes legais e Institucionalização do novo modelo	146
3.3.3.	Atendimento a condicionantes para obtenção de Financiamento internacional.....	148
3.4.	Síntese de condicionantes e seus efeitos para o planejamento de longo prazo	149
4.	Impactos potenciais da geração hidrelétrica.....	153
4.1.	Considerações iniciais.....	153
4.2.	Impactos das usinas hidrelétricas.....	154
5.	Benefícios socioambientais associados	160
6.	Sustentabilidade da produção de energia a partir da hidreletricidade.....	163
6.1.	Energia e desenvolvimento sustentável: enfoque da associação Internacional de hidreletricidade - IHA	164
6.2.	Energia e desenvolvimento sustentável: enfoque da ONU - Organização das Nações Unidas.....	166
6.3.	Políticas energéticas sustentáveis para o Cone Sul.....	168
6.4.	Indicadores de sustentabilidade	169
6.4.1.	Tipos de indicadores.....	169
6.4.2.	Indicadores ambientais.....	170



GERAÇÃO HIDRELÉTRICA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS.

SUMÁRIO

Continuação

7.	Custos socioambientais.....	174
7.1	Considerações iniciais.....	174
7.2	Custos socioambientais e externalidades	175
8.	Desenvolvimento tecnológico em médio prazo.....	176
8.1.	Considerações iniciais.....	176
8.2.	Repotenciação	177
9.	Potencialidades para utilização de benefícios do mecanismo de desenvolvimento limpo.....	179
9.1.	Considerações iniciais.....	179
9.2.	Oportunidades para as usinas hidrelétricas.....	180
10.	Indicação do conjunto de empreendimentos no longo prazo	183
10.1.	CrITÉRIOS socioambientais para consideração de projetos hidrelétricos no MELP (Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo).....	183
10.2.	Bacias prioritárias	184
10.2.1.	Avaliação Ambiental Integrada (AAI)	184
10.2.2.	Estudos de inventário	187
11.	Considerações finais	194
12.	Referências bibliográficas.....	196

ANEXO

Síntese dos principais condicionantes legais referentes à hidreletricidade	198
---	-----

1. Introdução

Este trabalho objetiva apresentar os impactos socioambientais decorrentes da utilização da energia hidrelétrica para a produção de energia elétrica dentro do contexto do planejamento da expansão da oferta de energia no horizonte de longo prazo, sob um ponto de vista sistêmico, uma vez que a hidreletricidade constitui-se em um dos vários tipos de fontes que podem ser empregados no planejamento da expansão.

Como objetivos complementares, o trabalho incorporou a abordagem geral sobre os condicionantes socioambientais, os indicadores de sustentabilidade associados à exploração hidrelétrica, os custos socioambientais incorridos em sua implantação, novas utilizações tecnológicas e as possibilidades de utilização do Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Por dispor da maior bacia hidrográfica do mundo e de um potencial hídrico abundante em todo o território nacional, a hidreletricidade foi uma opção natural adotada historicamente pelo Brasil. As características físicas e geográficas do Brasil se mostraram favoráveis à implantação de um parque gerador de energia elétrica de base predominantemente hídrica. A energia de origem hídrica é hoje a quarta maior fonte de eletricidade no mundo e o Brasil, que detém 15% das reservas mundiais de água doce disponível, só utiliza um terço de seu potencial. Hoje, sua capacidade de geração é baseada nas usinas hidrelétricas que dão sustentação ao parque industrial brasileiro e, em última análise, ao desenvolvimento nacional, respondendo por 93% do total de energia elétrica gerada no país (EPE, 2006).

2. Perspectivas de uso da fonte no horizonte de estudo

O potencial hidrelétrico brasileiro é composto pela soma da parcela estimada, composta pelo potencial denominado remanescente e individualizado, obtida por meio de estudos preliminares realizados em escritório, com a inventariada, resultante de estudos mais aprofundados que envolvem pesquisas e sondagens de campo.

O potencial estimado é resultante da somatória dos estudos:

- **de potencial remanescente** - resultado de estimativa realizada em escritório, a partir de dados existentes - sem qualquer levantamento complementar, considerando-se um trecho de um curso d'água, via de regra situado na cabeceira, sem determinar o local de implantação do aproveitamento;

- **individualizado** - resultado de estimativa realizada em escritório para um determinado local, a partir de dados existentes ou levantamentos expeditos, sem qualquer levantamento detalhado.

A parcela inventariada inclui usinas com estudos em diferentes estágios de inventário, viabilidade e projeto básico, além de aproveitamentos em construção e operação (ELETROBRÁS, 2004);

O potencial inventariado é resultante da somatória dos aproveitamentos:

- **em etapa de inventário** - resultado de estudo da bacia hidrográfica, realizado para a determinação do seu potencial hidrelétrico, mediante a escolha da melhor alternativa de divisão de queda, que constitui o conjunto de aproveitamentos compatíveis entre si e com projetos desenvolvidos, de forma a se obter uma avaliação da energia disponível, dos impactos ambientais e dos custos de implantação dos empreendimentos;

- **em etapa de viabilidade** - resultado de estudos que tratam da concepção global do aproveitamento considerada sua otimização técnico-econômica e ambiental, de modo a permitir a elaboração dos documentos para licitação. Esse estudo compreende a concepção e o dimensionamento das estruturas principais e das obras de infra-estrutura local, a definição da respectiva área de influência, do uso múltiplo da água e dos efeitos sobre o meio ambiente;

- **em etapa de projeto básico** – projeto do aproveitamento mais detalhado, com orçamento definido, de forma a permitir a elaboração dos documentos de licitação o início das obras civis e do fornecimento dos equipamentos eletromecânicos;

- **em construção** - aproveitamento que teve suas obras iniciadas, porém sem qualquer unidade geradora em operação; e,

- **em operação** – as usinas hidrelétricas que constituem a capacidade instalada atual.

- Os aproveitamentos somente são considerados para fins estatísticos nas etapas de inventário, viabilidade ou projeto básico, se os respectivos estudos tiverem sido aprovados pelo poder concedente.

O potencial hidrelétrico brasileiro situa-se ao redor de 260 GW. Contudo apenas 68% desse potencial foi inventariado (Tabela 1). Entre as bacias com maior potencial destacam-se as do Rio Amazonas e do Rio Paraná. Na Bacia do Amazonas, destaca-se a sub-bacia 18 (Rio Xingu), com 12,7% do potencial inventariado no País (Tabela 2). Outras sub-bacias do Amazonas, com potenciais estimados consideráveis, são a do Rio Tapajós (sub-bacia 17), a do Rio Madeira (sub-bacia 15) e a do Rio Negro (sub-bacia 14). Na Bacia do Tocantins, destaca-se a sub-bacia 29 (Rio Itacaiúnas e outros), com 6,1% do potencial brasileiro inventariado. Na Bacia do São Francisco, destaca-se a sub-bacia 49, que representa 9,9% do potencial inventariado. Na Bacia do Paraná, existem várias sub-bacias com grandes potenciais, entre elas a sub-bacia 64 (Paraná, Paranapanema e outros), com 8,1% do potencial hidrelétrico inventariado no País (Aneel, 2005). O potencial hidráulico brasileiro, por sub-bacia hidrográfica, é apresentado na Figura 2-1.

Tabela 1 - Potencial hidrelétrico brasileiro por sub-bacia hidrográfica - situação em março de 2003

continua

Sub-bacia Hidrográfica	Código	Estimado		Inventariado		Total (MW)	
		(MW)	% em relação ao total	(MW)	% em relação ao total	(MW)	% em relação ao total
Rio Solimões, Javari, Itaqual	10	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Rio Solimões, Iça, Jandiutuba e Outros	11	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Rio Solimões, Juruá, Japurá e Outros	12	479,00	0,6	-	0,0	479,00	0,2
Rio Solimões, Purus, Coari e Outros	13	4.196,00	5,2	-	0,0	4.196,00	1,6
Rio Solimões, Negro, Branco e Outros	14	12.058,00	14,8	957,68	0,5	13.015,68	5,0
Rio Amazonas, Madeira, Guaporé e Outros	15	12.127,49	14,9	9.519,76	5,4	21.647,25	8,4
Rio Amazonas, Trombetas e Outros	16	752,00	0,9	6.248,30	3,5	7.000,30	2,7
Rio Amazonas, Tapajós, Juruena e Outros	17	28.230,00	34,7	1.404,42	0,8	29.634,42	11,4
Rio Amazonas, Xingu, Iriri, Paru	18	5.142,00	6,3	22.592,92	12,7	27.734,92	10,7
Rio Amazonas, Jarí, Pará e Outros	19	1.180,00	1,4	160,00	0,1	1.340,00	0,5
Rio Tocantins, Maranhão, Almas e Outros	20	340,00	0,4	2.123,94	1,2	2.463,94	1,0
Rio Tocantins, Paranã, Palmas e Outros	21	907,00	1,1	1.767,09	1,0	2.674,09	1,0
Rio Tocantins, M. Alves, Sono e Outros	22	322,80	0,4	2.794,57	1,6	3.117,37	1,2
Rio Tocantins, M Alves Grande	23	123,00	0,2	3.453,53	1,9	3.576,53	1,4
Rio Araguaia, Caiapó, Claro e Outros	24	144,00	0,2	1.055,32	0,6	1.199,32	0,5
Rio Araguaia, Crixas-Açu e Peixe	25	47,00	0,1	-	0,0	47,00	0,0
Rio Araguaia, Mortes, Javaes e Outros	26	7,00	0,0	540,80	0,3	547,80	0,2
Rio Araguaia, Coco, Pau D'arco e Outros	27	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Rio Araguaia, Muricizal, Lontra	28	-	0,0	2.042,80	1,2	2.042,80	0,8
Rio Tocantins, Itacaiunas e Outros	29	128,00	0,2	10.842,60	6,1	10.970,60	4,2
Rios Oiapoque, Araguaari e Outros	30	360,00	0,4	741,80	0,4	1.101,80	0,4
Rios Meruu, Acará, Guama e Outros	31	63,00	0,1	-	0,0	63,00	0,0
Rios Gurupi, Turiçu e Outros	32	63,00	0,1	-	0,0	63,00	0,0
Rios Mearim, Itapecuru e Outros	33	247,00	0,3	2,50	0,0	249,50	0,1
Rio Paraíba	34	314,80	0,4	348,56	0,2	663,36	0,3
Rios Acarau, Piranji e Outros	35	-	0,0	4,40	0,0	4,40	0,0
Rio Jaguaribe	36	-	0,0	17,57	0,0	17,57	0,0
Rios Apocli, Piranhas e Outros	37	-	0,0	6,42	0,0	6,42	0,0
Rios Paraíba, Potengi e Outros	38	5,50	0,0	1,35	0,0	6,85	0,0
Rios Capibaribe, Mundau e Outros	39	17,20	0,0	1.005,25	0,6	1.022,45	0,4
Rios São Francisco, Paraopeba e Outros	40	438,80	0,5	1.250,96	0,7	1.689,76	0,7
Rios São Francisco, Das Velhas	41	298,60	0,4	887,23	0,5	1.185,83	0,5
Rios São Francisco, Paracatu e Outros	42	821,60	1,0	252,90	0,1	1.074,50	0,4
Rios São Francisco, Uruçuia e Outros	43	136,40	0,2	447,30	0,3	583,70	0,2
Rios São Francisco, Verde, Grande	44	109,00	0,1	384,20	0,2	493,20	0,2
Rios São Francisco, Carinhanha	45	5,20	0,0	247,58	0,1	252,78	0,1
Rios São Francisco, Grande e Outros	46	107,68	0,1	669,18	0,4	776,86	0,3
Rios São Francisco, Jacaré e Outros	47	-	0,0	1.050,00	0,6	1.050,00	0,4
Rios São Francisco, Pajeu e Outros	48	-	0,0	1.533,00	0,9	1.533,00	0,6
Rios São Francisco, Moxoto e Outros	49	-	0,0	17.577,50	9,9	17.577,50	6,8
Rios Vaza-Barris, Itapicuru e Outros	50	10,50	0,0	-	0,0	10,50	0,0
Rios Paraguauçu, Jequiriça e Outros	51	173,70	0,2	467,43	0,3	641,13	0,2
Rio de Contas	52	29,30	0,0	116,95	0,1	146,25	0,1
Rios Pardo, Cachoeira e Outros	53	134,70	0,2	3,00	0,0	137,70	0,1
Rio Jequitinhonha	54	344,20	0,4	2.201,08	1,2	2.545,28	1,0
Rios Mucuri, São Mateus e Outros	55	70,20	0,1	288,70	0,2	358,90	0,1

Tabela 1 - Potencial hidrelétrico brasileiro por sub-bacia hidrográfica - situação em março de 2003

continuação

Sub-bacia Hidrográfica	Código	Estimado		Inventariado		Total (MW)	
		(MW)	% em relação ao total	(MW)	% em relação ao total	(MW)	% em relação ao total
Rio Doce	56	98,00	0,1	4.591,30	2,6	4.689,30	1,8
Rios Itapemirim, Itabapoana e Outros	57	176,50	0,2	553,14	0,3	729,64	0,3
Rio Paraíba dos Sul	58	383,00	0,5	3.486,11	2,0	3.869,11	1,5
Rios Macaé, São João e Outros	59	259,10	0,4	1.052,10	0,6	1.411,20	0,5
Rio Paranaíba	60	2.260,80	2,8	10.345,90	5,8	12.606,70	4,9
Rio Grande	61	749,40	0,9	8.873,97	5,0	9.623,37	3,7
Rios Paraná, Tietê e Outros	62	198,50	0,2	5.499,10	3,1	5.697,60	2,2
Rios Paraná, Pardo e Outros	63	393,91	0,5	4.372,70	2,5	4.766,61	1,8
Rios Paraná, Paranapanema e Outros	64	967,62	1,2	14.331,36	8,1	15.298,98	5,9
Rios Paraná, Iguaçú e Outros	65	792,61	1,0	9.014,29	5,1	9.806,90	3,8
Rios Paraguai, São Lourenço e Outros	66	1.756,45	2,2	1.345,30	0,8	3.101,75	1,2
Rios Paraguai, Apa e Outros	67	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Rios Paraná, Corrientes e Outros	68	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Rios Paraná, Tercero e Outros	69	-	0,0	0,80	0,0	0,80	0,0
Rio Pelotas	70	204,00	0,3	1.166,60	0,7	1.370,60	0,5
Rio Canoas	71	16,00	0,0	1.426,33	0,8	1.442,33	0,6
Rios Uruguai, do Peixe e Outros	72	628,00	0,8	1.226,60	0,7	1.854,60	0,7
Rios Uruguai, Chapecó e Outros	73	-	0,0	3.3560,82	2,0	3.560,82	1,4
Rios Uruguai, do Várzea e Outros	74	131,70	0,2	2.746,15	1,5	2.877,85	1,1
Rios Uruguai, Ijuí e Outros	75	-	0,0	1.148,96	0,6	1.148,96	0,4
Rios Uruguai, Ibicuí e Outros	76	172,00	0,2	16,20	0,0	188,20	0,1
Rios Uruguai, Quaraí e Outros	77	-	0,0	372,50	0,2	372,50	0,1
Rios Uruguai e Outros	78	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Rios Uruguai, Negro e Outros	79	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Rios Itapanhau, Itanhaém e Outros	80	29,00	0,0	2.932,40	1,7	2.961,40	1,1
Rio Ribeira do Iguape	81	74,00	0,1	993,53	0,6	1.067,53	0,4
Rios Nhundiaquara, Itapocu e Outros	82	254,66	0,3	229,35	0,1	484,01	0,2
Rio Itajaí-Açu	83	98,00	0,1	451,33	0,3	549,33	0,2
Rios Tubarão, Ararangua e Outros	84	136,00	0,2	96,95	0,1	232,95	0,1
Rio Jacuí	85	516,10	0,6	1.045,75	0,6	1.561,85	0,6
Rio Taquari	86	76,00	0,1	1.381,10	0,8	1.457,10	0,6
Lagoa dos Patos	87	857,40	1,1	166,36	0,1	1.023,76	0,4
Lagoa Mirim	88	128,00	0,2	-	0,0	128,00	0,0

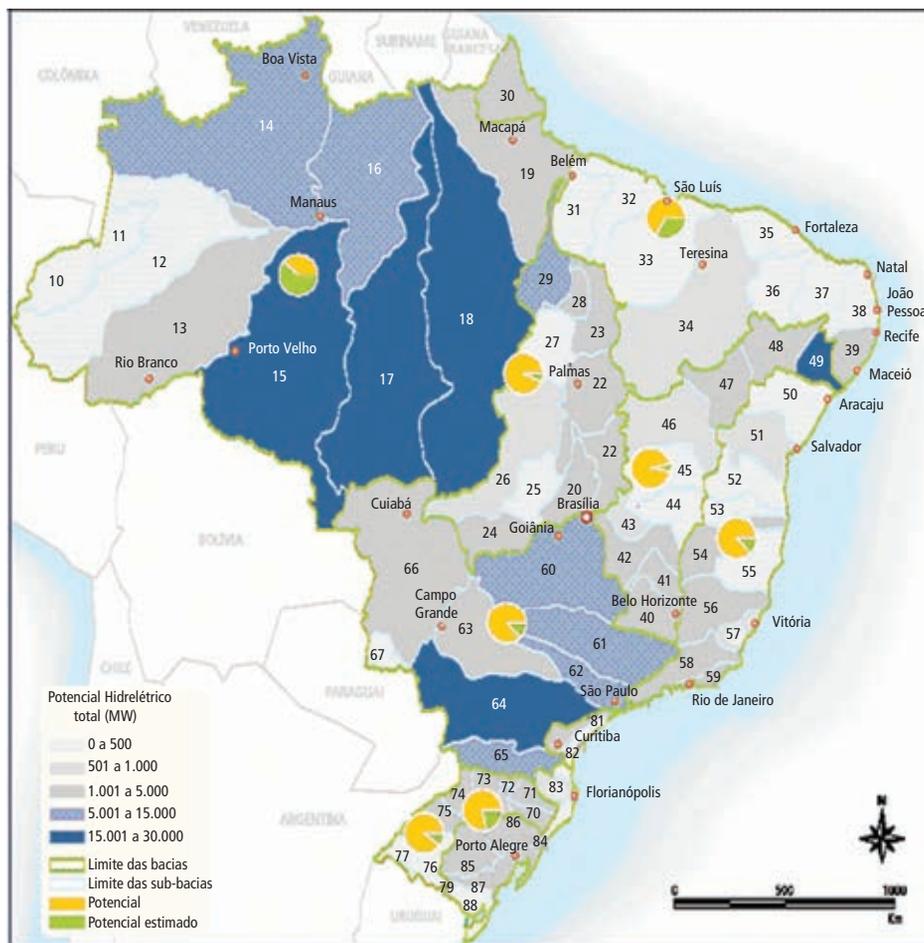
Fonte: ANEEL – Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª edição, 2005.

Tabela 2 - Índices de aproveitamento por bacia - situação em março de 2003

Bacia	Código	Inventariado (MW)	Inventariado +	Capacidade Instalada (MW)	Índices de aproveitamento	
		[a]	Estimado (MW)		[c/a]	[c/b]
Bacia do Rio Amazonas	1	40.883,07	105.047,56	667,30	1,6%	0,6%
Bacia do Rio Tocantins	2	24.620,65	26.639,45	7.729,65	31,4%	29,0%
Bacia do Atlântico Norte/ Nordeste	3	2.127,85	3.198,35	300,92	14,1%	9,4%
Bacia do Rio São Francisco	4	24.299,04	20.217,12	10.209,64	42,3%	39,2%
Bacia do Atlântico Leste	5	12.759,81	14.539,01	2.589,00	20,3%	17,8%
Bacia do Rio Paraná	6	53.783,42	60.902,71	39.262,81	73,0%	64,5%
Bacia do Rio Uruguai	7	11.664,16	12.815,86	2.859,59	24,5%	22,3%
Bacia do Atlântico Sudeste	8	7.296,77	9.465,93	2.519,32	34,5%	26,6%
Brasil	-	177.435,57	258.825,99	66.218,23	37,3%	25,6%

Fonte: ANEEL - Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª edição, 2005.

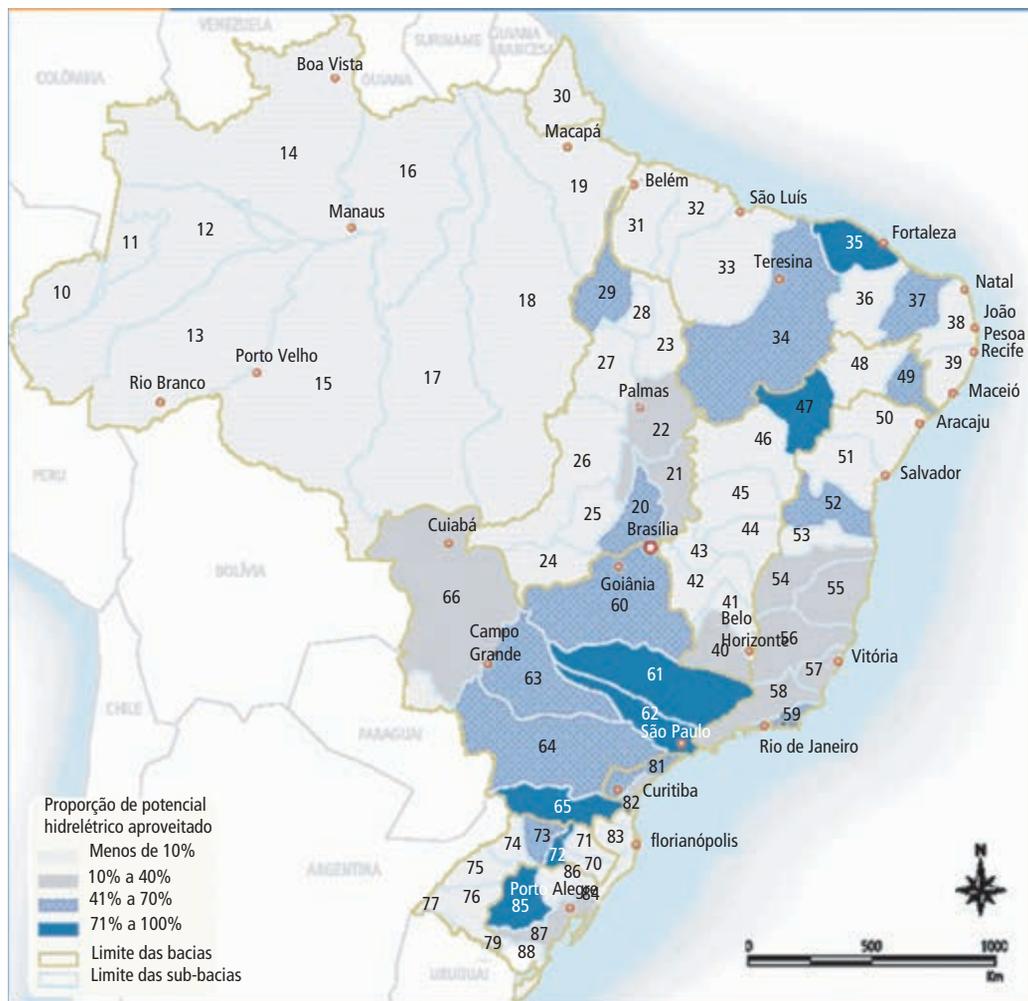
Figura 1 - Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica, segundo a ANEEL - situação em março de 2003



Fonte: ANEEL - Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª edição, 2005.

Em termos de esgotamento dos potenciais, verifica-se que as bacias mais saturadas são a do Paraná e a do São Francisco, com índices de aproveitamento (razão entre potencial aproveitado e potencial existente) de 64,5% e 39,2%, respectivamente. As menores taxas de aproveitamento são verificadas nas bacias do Amazonas e Atlântico Norte/Nordeste. Em nível nacional, cerca de 25,6% do potencial hidrelétrico estimado encontra-se aproveitado. Em relação ao potencial inventariado, essa proporção aumenta para 37,3%. A Figura 2 ilustra os índices de aproveitamento dos potenciais hidráulicos brasileiros por sub-bacia hidrográfica.

Figura 2 – Índice de aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro, segundo a ANEEL – situação em março de 2003



Fonte: ANEEL – Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª edição, 2005.

Estão sendo realizados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, por indicação do MME, Estudos de Inventário (EI), Estudos de Viabilidade (EV) e Estudos de Avaliação Ambiental Integrada (AAI) de bacias hidrelétricas, com o apoio do Ministério de Meio Ambiente - MMA, revelando a intenção de priorizar a exploração de determinadas bacias nos próximos 25 anos.

As bacias acima referenciadas podem compor um conjunto estratégico mínimo de regiões a serem desenvolvidas energeticamente, cujo interesse governamental é expresso. Esse conjunto de empreendimentos está indicado na seção 10 do presente documento.

3. Condicionantes socioambientais para o plano nacional de energia de longo prazo

Esse conjunto de condicionantes foi desenvolvido na Nota Técnica 1.03.14.32 – Síntese da Matriz Energética – Condicionantes socioambientais da energia no Brasil (EPE, 2006) e é apresentado sinteticamente a seguir, visando enfatizar sua aplicabilidade para a fonte de recurso energético de maior expressão no Plano Nacional de Energia de Longo Prazo.

■ 3.1. Condicionantes internacionais e globais

São apresentados, como condicionantes globais, os compromissos decorrentes dos acordos internacionais assinados pelo país e que acarretam proteção de aspectos da biodiversidade, de patrimônio cultural ou étnico, bem como algumas diretrizes existentes em instituições internacionais de financiamento.

Dentre os Acordos Internacionais dos quais o Brasil é signatário, os seguintes documentos legais devem ser considerados quando da elaboração do planejamento do setor elétrico brasileiro:

- Convenção sobre a Diversidade Biológica – CDB;
- Protocolo de Quioto;
- Agenda 21.

A seguir é apresentado, de forma resumida, cada um destes compromissos.

Convenção sobre a diversidade biológica - CDB

A Convenção sobre Diversidade Biológica foi assinada por 156 países, incluindo o Brasil, durante a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, ou Rio 92, e ratificada pelo Congresso Nacional em 1994. Atualmente, 175 países já assinaram a Convenção, sendo que 168 a ratificaram.

Além de preconizar a conservação da biodiversidade e a utilização sustentável de seus componentes, a CDB ressalta a necessidade da repartição justa e equitativa dos benefícios derivados dos usos diversos dos recursos genéticos.

No Brasil, o Decreto Nº 2.519, de 16 de março de 1998, promulga a Convenção sobre Diversidade Biológica, assinada no Rio de Janeiro, em 05 de junho de 1992.

Convenção do clima - Protocolo de Quioto

A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre o Clima, assinada durante a Rio-92, estabeleceu como objetivo a estabilização das concentrações atmosféricas dos gases de efeito estufa em níveis seguros.

O Protocolo de Quioto é um tratado internacional que prevê a redução da emissão de gases que produzem o efeito estufa, devendo atender aos princípios estabelecidos pela Convenção do Clima.

O protocolo de Quioto entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005 e os países signatários devem desenvolver projetos para diminuir a taxa de emissão em 5% na média. Essas metas deverão ser atingidas no período de 2008 a 2012.

Entre os mecanismos utilizados pelos países industrializados para cumprimento da meta está o chamado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que visa abrandar a emissão de gases pelos países em desenvolvimento com a utilização e investimento em tecnologias limpas, florestamento e reflorestamento que geram crédito. Esses créditos podem ser comprados pelos países industrializados. Assim, o país que polui paga aos países que não poluem.

O sistema elétrico brasileiro, predominantemente baseado em hidrelétricas e quase totalmente interligado, fornece uma situação favorável no que se refere às emissões de gases de efeito estufa. No entanto, a maior parte da região Norte do país não está interligada ao sistema e o suprimento a Manaus, Macapá e outras pequenas localidades ao longo do rio Amazonas é feito por meio de geração termelétrica.

Agenda 21

A Agenda 21 é o resultado de uma associação mundial que, a partir das premissas da resolução 44/228 da Assembleia Geral de 22 de dezembro de 1989, adotada quando as nações do mundo convocaram a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, e da aceitação da necessidade de se adotar uma abordagem equilibrada e integrada das questões relativas a meio ambiente e desenvolvimento.

A Agenda 21 está voltada para os problemas prementes de hoje e tem o objetivo, ainda, de preparar o mundo para os desafios do próximo século. Reflete um consenso mundial e um compromisso político no nível mais alto no que diz respeito a desenvolvimento e cooperação ambiental. O êxito de sua execução é responsabilidade, antes de mais nada, dos Governos. Para concretizá-la, são cruciais as estratégias, os planos, as políticas e os processos nacionais. De acordo com a Agenda 21, a cooperação internacional deverá apoiar e complementar tais esforços nacionais.

■ 3.2. Condicionantes legais

Este condicionante elenca os principais requisitos da legislação vigente no país que associam exploração hidrelétrica e aspectos socioambientais. O texto destaca os principais aspectos que condicionam:

- a exploração do recurso energético;
- a mitigação ou compensação de impactos decorrentes da implantação de determinado aproveitamento energético.

Dessa forma, considera-se que tais aspectos legais sejam condicionantes para a expansão hidrelétrica do país nos seguintes eixos de análise:

- condicionantes referentes à institucionalização ou implantação de políticas públicas e suas prioridades;
- condicionantes que incidem sobre a autorização para a exploração de determinado recurso energético e para a implantação de determinado empreendimento de geração;
- condicionantes que estabelecem obrigações em decorrência dos efeitos socioambientais da implantação dos aproveitamentos (mitigação e compensação de impactos socioambientais e proteção ao meio ambiente na área de influência dos empreendimentos).

A hidreletricidade é um recurso energético com ampla regulamentação legal em todos os níveis. Apresenta-se, no Anexo I, uma síntese dos principais, considerando a hierarquia legal e territorial.

■ 3.3. Condicionantes para a viabilização dos programas de expansão no horizonte do longo prazo

Além dos requisitos legais, são considerados condicionantes para a viabilização dos empreendimentos outros aspectos verificados como de importância para a efetiva implementação dos aproveitamentos de recursos energéticos.

Esses são aqui agrupados como condicionantes de caráter de políticas governamentais, articulação institucional e internalização de práticas socioambientais nos processos mais gerais e de regulamentação setorial ou legal no país.

Tais elementos, se praticados pelo conjunto de agentes setoriais e adequadamente divulgados junto aos formadores de opinião e a sociedade em geral, levam à legitimação de posicionamentos e ações do setor, facilitando a consolidação da expansão planejada. Por outro lado, se não tratados adequadamente, projetam e reforçam uma imagem negativa e dificultam a consolidação das melhores alternativas da expansão (considerando o tratamento intrínseco das variáveis socioambientais).

Dessa forma, o conjunto de condicionantes a seguir apresentados se inserem em uma proposta de análise da viabilização dos potenciais energéticos identificados tecnicamente e que não estão restritos à aplicação estrita da legislação existente.

■ 3.3.1. Compatibilização de critérios energéticos e socioambientais com uma política para a expansão energética de longo prazo

As políticas públicas e os programas governamentais geram diretrizes, planos e projetos com características de prioridade nacional. Em geral são diretrizes gerais que, em conjunto, deveriam expressar os objetivos de desenvolvimento nacional a serem conduzidos pela estrutura do Estado. Muitas vezes, entretanto, o detalhamento das políticas em programas e projetos, é realizado com enfoques e objetivos diferenciados para cada prioridade, deixando em segundo plano a consolidação da visão nacional, supervalorizando os objetivos setoriais (ainda que especializados na escala do território nacional), podendo levar a conflitos na execução de projetos ou objetivos específicos.

A elaboração de um planejamento setorial como o da expansão do setor de energia elétrica pretende diminuir essas possibilidades de conflitos, internalizando em sua política de expansão critérios que visam compatibilizar as políticas públicas mais diretamente relacionadas ao Setor, enfatizando, ou focalizando com maior destaque, a importância da energia como fator essencial no processo de desenvolvimento econômico.

As principais interações que podem possibilitar esses critérios são oriundas da análise e cruzamento de alguns elementos de outras políticas que se expressam diretamente em Planos, em leis específicas ou em outros documentos de planejamento dos ministérios afetos aos temas específicos, tais como:

- Plano Nacional de Recursos Hídricos;
- Política Nacional de Meio Ambiente (legislação, planos regionais de sustentabilidade, zoneamentos ecológico-econômicos, internalização e atualização da Agenda 21, etc.);
- Planos Plurianuais de Investimento (PPA);
- Política de Desenvolvimento Industrial;
- Política de Desenvolvimento Tecnológico.

Observa-se que, atualmente, nem todos os objetivos de desenvolvimento nacional estão organizados em documentos de planejamento específicos e, por outro lado, para alguns temas, tais políticas estão detalha-

das em diversos programas (nem sempre compatibilizados entre si). Adicionalmente, as diretrizes, planos e programas têm horizonte de tratamento distinto que mesmo para uma visão mais geral e estratégica são de difícil compatibilização.

Na impossibilidade de uma proposta que abranja todos os conteúdos que conformam as políticas mencionadas (tarefa importante que entretanto comporta uma pesquisa extensa e específica em documentos nem sempre editados ou legalmente aprovados), propõe-se a compatibilização dos critérios das políticas públicas e objetivos do estado nacional em uma síntese para a política energética.

Para a compatibilização desses critérios alguns autores propõem uma simplificação ou sistematização em dimensões que expressam a sustentabilidade do processo. Na visão de Blum:

“Políticas energéticas têm como objetivo ajustar o setor energético aos padrões de bem-estar de uma sociedade. Seus efeitos influenciam no desenvolvimento econômico, na equidade social e na pressão exercida sobre o meio ambiente, que são as três dimensões sobre as quais se baseia o paradigma do desenvolvimento sustentável. Portanto, políticas energéticas desempenham um papel estratégico para o desenvolvimento sustentável de uma sociedade e, como tal, devem ser avaliadas”.

Nessa visão, a política energética é elaborada visando ajustar o sistema sob diversos aspectos, notadamente, o aumento da eficiência técnica do sistema, o estímulo do uso racional dos recursos energéticos, a garantia que a disponibilidade e o preço da energia sejam compatíveis com o desenvolvimento da sociedade. Dessa forma, o desenvolvimento energético ocorreria como consequência das decisões tomadas - pelo governo, por agentes econômicos, consumidores, segmentos sociais organizados - sob a influência de uma política energética.

Destaca-se o caráter de incerteza das decisões tomadas na política energética e o aspecto das previsões dos efeitos dessas decisões, os quais muitas vezes só poderão ser conhecidos após a implantação das alternativas previstas.

Na concepção de síntese de objetivos nacionais, pode-se adotar, conforme explicitado anteriormente, para a política energética, os paradigmas do desenvolvimento sustentável, como aqueles princípios do desenvolvimento pretendido para a nação. Nesse sentido, e sumarizando os indicadores sugeridos na Matriz e no Longo Prazo, os critérios sugeridos são:

- desenvolvimento econômico: cujo objetivo na política energética é contribuir para o crescimento econômico, com intensidade energética e custo relativo da energia decrescentes;
- equidade social: cujo objetivo na política energética é contribuir para uma maior equidade social, diminuindo o desnível do uso de energia entre as diversas classes de renda. Para esse efeito as análises sobre desigualdades podem ser utilizadas;
- pressão sobre o meio ambiente: cujo objetivo na política energética é incentivar a participação de fontes renováveis para a produção de energéticos, contribuindo para que a exploração dos recursos naturais seja compatível com a renovação dos recursos.

■ 3.3.2. Regulamentação de condicionantes legais e institucionalização do novo modelo

Ainda que exista um arcabouço legal significativo para os aspectos socioambientais, alguns instrumentos legais não são devidamente aplicados pela ausência de regulamentação legal específica. Além disso, internamente ao setor de energia e na articulação com outros setores, existem aspectos de norma-

lização que são aqui considerados como fatores condicionantes à expansão do sistema planejado, conforme indicado abaixo.

- Aspectos legais

Destaca-se para a exploração do potencial hidrelétrico da Amazônia a necessidade de regulamentação, por lei específica do artigo 231 da Constituição Federal, que trata do reconhecimento dos direitos originários dos índios sobre as terras tradicionalmente ocupadas. Considera-se que, apesar de haver a possibilidade de obtenção da autorização para implantação de aproveitamentos hidrelétricos em terras indígenas por Decreto Legislativo, caso as condições específicas e os procedimentos necessários para a autorização não estejam claros, permanecerão sem solução os questionamentos que atualmente são observados, os quais referem-se, fundamentalmente: ao momento em que a consulta às comunidades indígenas é iniciada – se ao final dos estudos de viabilidade ou para a realização de qualquer estudo; a forma de realização da consulta; as definições de impacto, interferência e compensação; o conceito de interesse nacional, entre outras.

O segundo aspecto que deveria ser objeto de regulamentação legal extra-setorial diz respeito à compensação dos efeitos sociais para a população remanejada e demais medidas que visam o desenvolvimento local/regional das regiões e comunidades afetadas. Em que pese existirem diretrizes e orientações setoriais (II PDMA, 1992) e de agências multilaterais (diretrizes operacionais do BID e BIRD) para o equacionamento do processo de remanejamento populacional, os empreendedores e os grupos populacionais atingidos têm encaminhado sugestões no sentido da institucionalização do processo por meio de regulamentação legal, a ser especificada de acordo com as características regionais e locais. Observa-se a existência de propostas sistematizadas nesse sentido, elaboradas por GT Interministerial com expressiva participação do Ministério de Minas e Energia. As propostas contidas no primeiro relatório do GT Interministerial sugerem a elaboração de projeto de lei que estabeleça o conceito de “atingido” bem como o reconhecimento dos Acordos Sociais (resultado das negociações entre empreendedores e população afetada) e a criação de um Fundo de Desenvolvimento Regional, com participação parcial do empreendedor em arranjo abrangente de atores governamentais, visando a compensação mais abrangente e o desenvolvimento das regiões onde os empreendimentos se inserem.

O terceiro aspecto diz respeito à atualização e consolidação das resoluções que regem o licenciamento ambiental em documento de hierarquia legal superior. Esta competência deveria ser disciplinada por lei complementar ao art. 23 da Constituição Federal. Essa medida evitaria a superposição ou contraposição de poderes.

Obrigações, como o pagamento da compensação ambiental, instituída pela Lei 9.985/2000 (Sistema Nacional de Unidades de Conservação), também prescindem de regulamentação própria, pois o Decreto 4.340/2002 permanece lacunoso em determinadas matérias, como a forma de gradação do impacto que possibilitaria ao órgão ambiental estabelecer um percentual diferente do mínimo previsto na lei (0,5% dos custos totais previstos para a implantação do empreendimento).

- Regulamentação setorial

Com a aprovação de dois modelos de regulação em cerca de oito anos alguns procedimentos e normas referentes à implantação dos projetos não foram adequadamente atualizados. No longo prazo, essas lacunas podem interferir na boa condução de projetos, com a qualidade necessária para o atendimento em

tempo hábil dos programas de expansão. Algumas iniciativas estão sendo tomadas no sentido de atualização dos procedimentos regulatórios e destacam-se aqui aquelas mais diretamente relacionadas à viabilização de projetos:

- Normalização de manuais e diretrizes que orientam a elaboração de estudos e projetos

Anteriormente à criação da ANEEL, existiam normas do antigo DNAEE condicionando a aprovação dos projetos à utilização dos manuais. Na década de 90, já na vigência da ANEEL, todos os manuais foram atualizados visando a consideração dos aspectos socioambientais e a participação dos agentes privados na implantação de novos projetos de geração e de transmissão. Atualmente, o Manual de Estudos de Inventário vem sendo revisto, por iniciativa do MME, com a participação do MMA. Considera-se que a re-elaboração de regulamentos, que visem a adoção de Manuais e outros documentos que têm como objetivo a padronização da qualidade técnica dos estudos, contribui para a viabilização dos projetos no prazo previsto no planejamento.

Adicionalmente aos Manuais de estudos para a geração hidrelétrica, existem as orientações e diretrizes para a elaboração de projetos de sistemas de transmissão e de geração termelétrica que também necessitam de atualização e posterior normalização.

Destaca-se desse conjunto de documentos normativos aqueles referentes à elaboração de estimativa de custos socioambientais, outrora de responsabilidade da Eletrobrás (OPE - Orçamento Padrão Eletrobrás), e ainda utilizados principalmente na etapa de estudos de viabilidade. Tais diretrizes permitem a consideração desses itens de custo (estudos e programas socioambientais) na estimativa do custo total do projeto e são de extrema importância para a consolidação de padrões, custos unitários e outros índices necessários à consideração da pertinência de inclusão da exploração de um recurso energético ou de um dado projeto nos programas de expansão.

■ 3.3.3. Atendimento a condicionantes para obtenção de financiamento internacional

Ao longo de sucessivas conferências internacionais sobre o meio ambiente, os países em desenvolvimento sustentaram invariavelmente as seguintes teses:

- a questão do meio ambiente não pode ser dissociada do tema do desenvolvimento;
- proteção ao meio ambiente requer, adicionalmente, recursos e transferência de tecnologias não-poluíntes para os países de renda mais baixa.

Essas teses foram consagradas pela Resolução 44228 da Assembléia Geral da ONU de 1989 e, com realce ainda maior, pela Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (1992). A também chamada Conferência do Rio deu partida a uma série de iniciativas para a transferência de recursos dos países ricos para os pobres, com o objetivo de promover a proteção ambiental. Essas transferências assumiram diversas modalidades, entre as quais vale mencionar, no que diz respeito às fontes de financiamento para projetos brasileiros, notadamente praticadas por alguns organismos financeiros multilaterais.

O Banco Mundial (BIRD), o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), a Corporación Andina de Fomento (CAF) financiam importantes projetos na área de geração, transmissão e distribuição de energia, saneamento, despoluição e preservação ambiental propriamente dita. Para a liberação destes financiamentos, é exigido o atendimento a uma série de aspectos socioambientais incluindo o desenvolvimento e implantação de sistemas de gestão ambiental, a adoção de procedimentos específicos para situações de reassenta-

mento involuntário de populações e de disponibilização de informações e participação das comunidades, e, em alguns casos, a obtenção de certificação com base na série de normas ISO 14000.

Essas diretrizes condicionam a aprovação dos empréstimos e, em que pese a legislação brasileira e as diretrizes setoriais (quando normatizadas) cobrirem a maior parte de suas exigências, pode ocorrer descompasso no momento de exigência (por exemplo, um plano completo de reassentamento populacional na etapa de viabilidade, dentre outras).

Também são objeto de aprovação de empréstimos sistemas de transmissão, expansão de empresas energéticas e, para essas atividades, são também condicionantes as diretrizes operacionais de meio ambiente, população, informação e gestão ambiental. Observa-se, finalmente, que os bancos privados estão também adotando critérios similares para a aprovação de empréstimos para empreendimentos de infra-estrutura. Atualmente, mais de 13 instituições financeiras privadas aderiram à “Carta do Equador”, manifesto de princípios e condicionantes a serem atendidos para a obtenção dos empréstimos.

■ 3.4. Síntese de condicionantes e seus efeitos para o planejamento de longo prazo

Elaboradas as considerações e propostas de análise sobre a consideração de aspectos que podem condicionar o planejamento da expansão no horizonte de longo prazo, este item pretende sintetizar os aspectos propostos de forma a permitir a visualização das implicações de suas considerações.

As Tabelas 3 a 5 apresentam uma síntese das condicionantes e seus efeitos para o planejamento a longo prazo.

Tabela 3 – Condicionantes relativos aos acordos internacionais

Condicionantes	Filtros	Efeitos para implementação do planejamento de Longo Prazo	
		Negativos	Positivos
Convenção sobre a biodiversidade biológica	Conservação da biodiversidade – compatibilização entre a proteção dos recursos e o desenvolvimento social e econômico através da integração da conservação da biodiversidade em planos, programas e políticas setoriais e do estabelecimento de procedimentos para a avaliação de impactos e minimização de impactos negativos	Potencial introdução de restrições para a implantação de projetos	Utilização sustentável dos recursos naturais
Convenção do Clima - Protocolo de Quioto	Redução de emissões de gases de efeito estufa	Restrição para implantação de determinadas fontes de geração termelétrica	Utilização de Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL) como suporte para a viabilização de projetos
Agenda 21	Desenvolvimento de políticas para estimular a eficiência nos padrões de produção e consumo	Não foram identificados efeitos negativos	Aumento da eficiência na produção, transmissão e consumo de energia Menor pressão sobre os recursos naturais
	Desenvolvimento de políticas para manejo e uso dos recursos hídricos	Prioridade do uso da água para fins não energéticos	Otimização do uso integrado da água
	Produção e consumo de energia	Problemas à saúde humana decorrentes da poluição atmosférica	Melhoria da qualidade de vida pela oferta de energia Melhoria do IDH

Tabela 4 – Condicionantes relativos a aspectos legais

Condicionantes	Filtros	Efeitos para implementação do planejamento de Longo Prazo	
		Negativos	Positivos
Constituição	Restrições para utilização de espaços territoriais especialmente protegidos, que somente poderá ser permitida por meio de lei.	Aumento das restrições para implementação de projetos de geração e transmissão de energia	Não foram identificados efeitos positivos
	Assegura aos índios a posse permanente das terras, cabendo-lhes o usufruto exclusivo das riquezas. Potenciais energéticos nessas terras somente podem ser efetivados com autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades afetadas.	Aumento dos prazos de viabilização de empreendimentos.	Não foram identificados efeitos positivos
Política Nacional de Meio Ambiente	Determina a proteção do meio ambiente o combate à poluição e a preservação dos recursos hídricos	Os aspectos relativos a setor energético estão regulamentados em leis específicas e os efeitos indicados abaixo no item legislação ambiental.	
Política Nacional de Recursos Hídricos	Estabelecimento de cobrança pelo uso dos recursos hídricos incluindo a geração de energia	Não é previsto efeito negativo ou positivo adicional. Custos já incorporados aos orçamentos.	
	Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida	Não foram identificados efeitos negativos	Incentivo às pequenas centrais hidrelétricas
Legislação do setor elétrico	O serviço público de geração de energia elétrica tem sua execução repassada para os agentes interessados, cabendo a fiscalização e regulação à ANEEL.		
	Estabelece procedimentos licitatórios para contratação de concessionárias e permissionárias com base em concorrência ou leilão		
Legislação ambiental específica	Declaração de reserva de utilidade pública		
	Obtenção de licenças ambientais	Necessidade de prazos, algumas vezes, extensos, para a obtenção de licenças e viabilização dos empreendimentos	Maior confiabilidade com relação a viabilidade socioambiental dos projetos e aumento da participação extra-setorial nas decisões do setor de energia
	Proteção a áreas de unidades de conservação	Restrições para implantação de projetos que afetem unidades de conservação ou sua zona de amortecimento	Não foram identificados efeitos positivos
	Proteção a áreas de preservação permanente	Restrições para interferências em áreas de preservação permanente	Não foram identificados efeitos positivos

Tabela 5 – Condicionantes para a viabilização – ações necessárias

Condicionantes	Filtros	Ação	Efeito
Política energética	Elaboração de planejamento setorial integrado com demais políticas públicas e programas governamentais	Articulação institucional para discussão e legitimação da política energética (CNPE)	Redução de possibilidades de conflitos entre diferentes prioridades de políticas públicas e programas governamentais
Regulamentação setorial	Normalização de manuais e diretrizes	Atualização e regulamentação da adoção dos manuais e outros documentos normativos do setor energético	Maior padronização da qualidade técnica dos estudos contribuindo para menores prazos de viabilização dos projetos e de atendimento às necessidades do planejamento setorial
Requisitos legais	Interferência com populações indígenas	Regulamentação do artigo 231 da Constituição Federal	Redução de questionamentos, especialmente sobre conceitos (interesse nacional, impacto, interferência e compensação) e sobre o momento e forma de consulta às comunidades indígenas
	Remanejamento de população	Institucionalização do processo por meio de regulamentação	Redução de questionamentos sobre conceitos (por.ex. “atingidos”), reconhecimento de Acordos Sociais e redução de conflitos
Melhores práticas socioambientais	Licenciamento ambiental	Atualização e consolidação de resoluções que regem o licenciamento em documento de hierarquia legal superior	Evita a superposição ou contraposição de poderes setoriais, otimizando o processo de licenciamento.
		Desenvolvimento e internalização de práticas sustentáveis e sistemas de gestão ambiental (indicadores de desempenho ambiental)	Otimização dos processos, minimização de impactos e diminuição de prazos.

4. Impactos potenciais da geração hidrelétrica

■ 4.1. Considerações iniciais

Nesta seção são discutidos os impactos negativos, que podem ocorrer durante as etapas de estudo e projeto, implantação e produção de energia hidrelétrica.

Segundo o Manual de Inventário Hidrelétrico da ELETROBRAS (1997), o impacto ambiental é definido como uma alteração causada por um aproveitamento ou conjunto de aproveitamentos sobre o sistema ambiental. Neste contexto, entende-se por sistema ambiental o conjunto dos elementos existentes (físico-bióticos e socioeconômicos) na área de estudo, incluindo seus atributos ou qualidades, as funções que exercem nos processos e suas interações.

Impacto ou efeito ambiental pode ser também definido como o resultado de uma ação sobre um ser, uma comunidade ou uma região. Refere-se às modificações observadas entre o processo dinâmico anterior e o novo estado criado pela ação introduzida. Os impactos ambientais são considerados frente a um objetivo pretendido, relativamente ao estado final produzido, positivos ou negativos. O princípio de custo-benefício, que deve incluir tanto os valores quantitativos como os qualitativos, é um dos adotados para avaliar o balanço entre os efeitos positivos e os negativos de uma ação proposta e serve para orientar a decisão quanto a efetuar-la ou não (MÜLLER, 1995).

A avaliação dos impactos ambientais deve contemplar a identificação das alterações desfavoráveis e a identificação das ações que evitem a ocorrência total ou parcial dos impactos (controle), das ações que reduzam as conseqüências dos impactos (mitigação) e das ações que compensem os impactos, quando a reparação é impossível (ELETROBRÁS, 1997).

Por meio de uma perspectiva ambiental, a análise dos impactos socioambientais deve considerar todos os impactos gerados durante o ciclo de vida do processo de produção para cada alternativa disponível (GAGNON et al., 2002). A avaliação do ciclo de vida – ACV (Life-Cycle Assessment – LCA) se dá numa perspectiva de âmbito mais amplo, porque segue cada opção do começo ao fim, avaliando os impactos ambientais de todos os passos do processo, do berço ao túmulo, incluindo a extração de recursos, processamento e transporte de combustíveis, construção das usinas, produção da eletricidade e disposição do resíduo (CHEHEBE, 1998; IHA, 2003).

A produção de energia elétrica a partir de um aproveitamento hidrelétrico combina a existência de um volume de água escoado por um rio com a de um desnível topográfico que permite transformar a energia potencial e cinética da água em trabalho no veio de uma máquina hidráulica – a turbina. Esse trabalho, por sua vez, é utilizado para acionar um gerador elétrico transformando-o em energia elétrica.

Em termos genéricos, uma instalação típica compreende uma obra de retenção, normalmente uma barragem formando um reservatório, um circuito de derivação em superfície livre ou sob pressão, uma central hidrelétrica e a interligação à rede elétrica. O trabalho mecânico é transformado em energia elétrica no gerador sendo levada através de cabos ou barras condutoras dos terminais do gerador até o transformador elevador, onde tem sua tensão elevada para adequada condução, através de linhas de transmissão, até os centros de distribuição e consumo. Nestes locais, através de transformadores redutores, a energia tem sua tensão reduzida a níveis adequados para o consumo (MINGACHO et al., 2003).

As barragens são construídas para aumentar a energia potencial da água e também para garantir um fluxo

de água adequado através das turbinas que movimentam os geradores. Quando em um sistema hidrelétrico existe um reservatório com capacidade de armazenar um volume que permita regularizar a vazão este volume pode ser considerado como energia armazenada disponível que poderá ser imediatamente utilizada quando o sistema elétrico requisitar (CRAIG et al., 2001).

A queda d'água é uma forma de energia mecânica usada diretamente para movimentar as turbinas e geradores. Portanto, esse processo de dois estágios apresenta uma eficiência de 80 a 90% na conversão de energia potencial em eletricidade enquanto nos sistemas térmicos que utilizam combustível a eficiência corresponde a 35 a 45% (CRAIG et al., 2001).

A energia hidrelétrica é considerada uma fonte limpa e renovável de energia, podendo, contudo, acarretar conseqüências socioambientais em função principalmente do alagamento de grandes áreas. Construir uma barragem pode implicar em impactos que envolvem remover povoados, desalojar pessoas, alterar ou extinguir ecossistemas, acabar com florestas e sítios históricos, que ficarão submersos, alterar a flora e fauna, além de outros. Muitas vezes o curso natural do rio é alterado pelo desvio da água, causando interferência nos ciclos naturais, reprodução e dispersão de peixes e outros animais aquáticos (EPA, 2003). Após os impactos iniciais, a energia seria limpa, mas em algumas usinas a decomposição da biomassa inundada pode produzir poluentes e reduzir o nível de oxigênio dissolvido na água devido ao excesso de matéria orgânica (CRAIG et al., 2001; MÜLLER, 1995).

■ 4.2. Impactos das usinas hidrelétricas

No caso de uma hidrelétrica, as alterações biofísicas na área de implantação e na área de influência do empreendimento começam, efetivamente, com as derivações ou desvios dos rios, necessários para as construções principais. O efeito mais crítico, porém, acontece no período do enchimento do reservatório, quando ocorre a submersão de partes dos sistemas bióticos, abióticos e sociais daquela área.

Durante a fase dos estudos, quando não ocorrem, ainda, trabalhos efetivos no sítio da obra, mas onde a circulação de técnicos e depois a presença de topógrafos e hidrólogos ensejam curiosidades e expectativas entre os populares, já são observados alguns impactos.

Tais aspectos podem ser observados tanto com relação à população que será efetivamente afetada, quanto para aqueles segmentos sociais que, na ausência de informações adequadas, comuns nessa fase preliminar, imaginam que serão de alguma forma atingidos pelo empreendimento. Outros impactos são observados durante a construção do empreendimento, quando tem início a mudança social das comunidades localizadas tanto em torno da obra, como das situadas na região do reservatório – as que ficarão inundadas e as que estarão nas margens do lago – envolvendo ações de remanejamento de populações e restauração da infra-estrutura regional. Nesse período, os impactos têm alta relevância social (MÜLLER, 1995).

Outro grupo de impactos surge com a formação do reservatório, prolongando-se durante os primeiros tempos de estabilização física e biológica do novo ambiente. Os efeitos são observados à montante e à jusante, incluindo aqueles relacionados com outros cursos d'água, usados para acelerar o enchimento e para suprir o fluxo do rio represado a jusante. Nesse período, os impactos têm maior relevância nos aspectos naturais, físicos e bióticos.

A terceira fase, a de operação do aproveitamento, trará ainda alguns novos e contínuos impactos. Os impactos também não são restritos ao espaço físico inundado. Uma represa causa alterações nas águas de

jusante, tanto na sua qualidade físico-química e hidrobiológica, como na sua quantidade, ou seja, na vazão, controlada na operação da represa (ELETROBRAS, 1997; TVA, 2003).

Para a indicação inicial dos impactos da produção de energia hidrelétrica, foi utilizada a proposta adotada pelo Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico – COMASE, quando estabeleceu o “Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais”, abordando usinas hidrelétricas, usinas térmicas convencionais e sistemas de transmissão, trabalhos estes publicados em 1994 (COMASE, 1994).

Os impactos socioambientais discutidos nesta seção referem-se a qualquer alteração nas características físicas, químicas ou biológicas do ambiente, causada por qualquer forma de material ou energia resultante de uma atividade humana, que direta ou indiretamente afete a saúde humana, a segurança e o bem-estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições sanitárias e estéticas do ambiente, e a qualidade dos recursos naturais.

As Tabelas 6, 7 e 8 apresentam os impactos socioambientais causados durante o planejamento, construção e operação normal de usinas hidrelétricas. As tabelas apresentam os impactos de uma forma geral, uma vez que os impactos específicos causados por uma usina em particular dependem do tipo de usina e do local de implantação da mesma. As tabelas apresentam a seguinte estrutura:

Coluna 1: Identificação do fator ambiental afetado;

Coluna 2: Tipos de impactos socioambientais que podem ocorrer. Os impactos estão listados de forma genérica, sem considerar as características específicas da usina e a efetividade das medidas que objetivam evitar ou mitigar os impactos indicados.

Coluna 3: Tempo de ocorrência (TO) do impacto, podendo ser planejamento (P), construção (C) e operação (O).

Coluna 4: Identificação dos programas e medidas que possam ser utilizadas para mitigar os impactos ou compensar a população direta ou indiretamente envolvida pelo projeto pelos danos causados. Tais medidas podem ser adaptadas para cada tipo de usina. Muitas das medidas indicadas podem ser implantadas simultaneamente.

Tabela 6 – Impactos no meio físico decorrentes do planejamento, construção e operação de usinas hidrelétricas

Fator ambiental	Impacto	TO	Programas / medidas preventivas / mitigadoras / compensatórias
Recursos hídricos	<ul style="list-style-type: none"> alteração do regime hídrico provocando atenuação dos picos de cheias / vazantes e aumento do tempo de residência de água no reservatório 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> monitoramento hidrossedimentométrico da bacia adequação de regras operacionais da usina monitoramento do uso do solo
	<ul style="list-style-type: none"> alteração da descarga a jusante em função do período do enchimento e / ou de desvio permanente do rio 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> mecanismos que garantam a descarga mínima (sanitária e ecológica) do rio
	<ul style="list-style-type: none"> assoreamento do reservatório e erosão das encostas a jusante e a montante 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> monitoramento hidrossedimentométrico monitoramento do uso do solo e da cobertura vegetal contenção de encostas: plantação de mata ciliar, contenção de taludes etc. gestão junto aos municípios, estados, proprietários e / ou ocupantes das terras e órgãos ambientais quanto ao uso do solo na bacia de contribuição do reservatório
	<ul style="list-style-type: none"> interferência nos usos múltiplos do recurso hídrico: navegação, irrigação, abastecimento, controle de cheias, lazer, turismo etc. 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> compatibilização dos usos da bacia adequação de regras operacionais da usina mecanismos que garantam a descarga mínima (sanitária e ecológica) do rio
	<ul style="list-style-type: none"> elevação do lençol freático 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> monitoramento do nível do lençol freático
Clima	<ul style="list-style-type: none"> interferência no clima local 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> monitoramento climatológico
Sismicidade	<ul style="list-style-type: none"> indução de sismos 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> monitoramento sísmológico
Solos e recursos minerais	<ul style="list-style-type: none"> interferência na atividade mineral perda do potencial mineral 	C	<ul style="list-style-type: none"> exploração acelerada das jazidas existentes e dos recursos minerais potenciais na área do reservatório identificação identificação de jazidas alternativas indenização das jazidas desenvolvimento de técnicas para exploração futura de lavras subaquáticas
	<ul style="list-style-type: none"> erosão das margens 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> monitoramento da erosão, do transporte e da deposição dos sedimentos estabilização das margens (plantação de mata ciliar, contenção de taludes, etc.)
	<ul style="list-style-type: none"> degradação de áreas utilizadas pela exploração de material de construção e pelas obras civis temporárias 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> reintegração do canteiro de obras e recuperação de áreas degradadas
	<ul style="list-style-type: none"> interferência no uso do solo 	C	<ul style="list-style-type: none"> intensificação de exploração agrícola e de extrativismo vegetal na área do reservatório zoneamento, monitoramento e controle do uso do solo gestão junto aos municípios, estados, proprietários e / ou ocupantes das terras e órgãos ambientais, quanto ao uso do solo na bacia de contribuição do reservatório
Qualidade da água	<ul style="list-style-type: none"> alteração do ambiente de lótico para lântico alteração da estrutura físico-química e biológica do ambiente deterioração da qualidade da água (comprometendo abastecimento de água, os equipamentos da usina, etc.) criação de condições propícias ao desenvolvimento dos vetores e dos agentes etiológicos de doenças de veiculação hídrica contribuição de sedimentos, agrotóxicos e fertilizantes para a ocupação da bacia 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> monitoramento da qualidade da água modelagem matemática para apoio à tomada de decisão limpeza da área do reservatório controle da proliferação de algas, macrófitas aquáticas e outros organismos alternativas de abastecimento de água para as populações afetadas compatibilização do material/ equipamento da usina com a qualidade da água prevista para o reservatório implantação de dispositivos para controle da qualidade da água (regras operacionais, sistema de aeração, altura da tomada d'água, etc.) monitoramento e controle de criadouros de vetores de doenças e de agentes etiológicos gestão junto aos estados, municípios e aos órgãos de controle ambiental quanto à qualidade dos efluentes industriais e domésticos lançados na bacia de contribuição do reservatório repasso e divulgação dos estudos referentes à qualidade da água

Legenda: TO = Tempo de Operação; O = Operação; e C=Construção.

Tabela 7 – Impactos no meio biótico decorrentes do planejamento, construção e operação de usinas hidrelétricas

Fator ambiental	Impacto	TO	Programas / medidas preventivas / mitigadoras / compensatórias
Vegetação	<ul style="list-style-type: none"> • inundação da vegetação com perda de patrimônio vegetal • redução do número de indivíduos com perda de material genético e comprometimento da flora ameaçada de extinção • interferência no potencial madeireiro • perda de habitats naturais e da disponibilidade alimentar para a fauna • interferência em unidades de conservação • aumento da pressão sobre os remanescentes de vegetação adjacentes ao reservatório • interferência na vegetação além do perímetro do reservatório, em decorrência da elevação do lençol freático ou de outros fenômenos 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> • criação e/ ou complementação de banco de germoplasma • criação e/ ou consolidação de unidade de conservação • implantação de arboreto florestal/ viveiro de mudas • recomposição vegetal de áreas ciliares e outras • mecanismos que minimizem os efeitos de elevação do lençol freático e outros fenômenos (construção de barreiras, drenagem, bombeamento, etc.) • estímulo aos proprietários para manutenção dos remanescentes de vegetação • aproveitamento científico e cultural da flora • exploração da madeira de interesse comercial, na área do reservatório • gestão junto aos órgãos competentes • repasse e divulgação dos estudos referentes a vegetação
Fauna aquática	<ul style="list-style-type: none"> • interferência na composição qualitativa e quantitativa da fauna aquática com perda de material genético e comprometimento da fauna ameaçada de extinção • interferência na reprodução das espécies (interrupção da migração, supressão de sítios reprodutivos etc.) • interferência nas condições necessárias à sobrevivência da fauna 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> • monitoramento e manejo da fauna aquática • implantação de estação de aquicultura para cultivo e repovoamento • implantação de mecanismos de transposição das populações e outros mecanismos para o cultivo e repovoamento • implantação de medidas de proteção aos sítios reprodutivos (bacias tributárias, etc.) • implantação de centro de proteção à fauna • resgate da fauna aquática • aproveitamento científico e cultural da fauna • gestão junto aos órgãos competentes • repasse e divulgação dos estudos referentes à fauna aquática
Fauna terrestre e alada	<ul style="list-style-type: none"> • interferência na composição qualitativa e quantitativa da fauna terrestre e alada com perda de material genético e comprometimento da fauna ameaçada de extinção • migração provocada pela inundação com adensamento populacional em áreas sem capacidade de suporte • aumento da pressão sobre a fauna remanescente através da fauna predatória 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> • criação e/ ou consolidação de unidades de conservação • resgate da fauna • criação e reintrodução da fauna • monitoramento e manejo da fauna • implantação de centro de proteção à fauna • fiscalização à caça predatória • aproveitamento científico e cultural da fauna • gestão junto aos órgãos competentes • repasse e divulgação dos estudos referentes à fauna terrestre e alada

Legenda: TO = Tempo de Operação; O = Operação; e C=Construção.

Tabela 8 – Impactos no meio socioeconômico e cultural decorrentes do planejamento, construção e operação de usinas hidrelétricas

continua

Fator ambiental	Impacto	TO	Programas / medidas preventivas / mitigadoras / compensatórias
Aspectos populacionais urbanos	<ul style="list-style-type: none"> • inundação/ interferência em cidades, vilas, distritos etc. (moradias, benfeitorias, equipamentos sociais e estabelecimentos comerciais, industriais etc.) • mudança compulsória da população • interferência na organização físico-territorial • interferência na organização sócio-cultural e política • interferência nas atividades econômicas • intensificação do fluxo populacional (imigração e emigração) • alteração demográfica dos núcleos populacionais próximos à obra • surgimento de aglomerados populacionais • sobrecarga dos equipamentos e serviços sociais (saúde, saneamento, educação, segurança etc.) 	P/C/O	<ul style="list-style-type: none"> • comunicação e negociação com a população afetada • relocação de cidades, vilas, distritos e etc. • remanejamento da população (reassentamento, relocação e indenização) • articulação institucional • reativação da economia afetada • análise e acompanhamento do fluxo migratório • articulação municipal visando um crescimento ordenado • redimensionamento dos equipamentos e serviços sociais • estabelecimento de critérios para utilização de mão de obra local/ regional a ser contratada • monitoramento das atividades sócio-econômicas e culturais
Aspectos populacionais rurais	<ul style="list-style-type: none"> • inundação/ interferência em terras, benfeitorias, equipamentos e núcleos rurais • mudança compulsória da população • interferência na organização físico-territorial • interferência na organização sócio-cultural e política • interferência nas atividades econômicas • intensificação do fluxo populacional (imigração e emigração) 	P/C/O	<ul style="list-style-type: none"> • comunicação e negociação com a população afetada • remanejamento da população atingida (reassentamento, relocação e indenização) • relocação de núcleos rurais e da infra-estrutura econômica e social isolada • reorganização das propriedades remanescentes • reativação da economia afetada • incentivo às atividades econômicas e implantação de equipamentos sociais dos projetos de reassentamento (educação, saúde, saneamento, assistência técnica etc.) • análise e acompanhamento do fluxo populacional
Habitação	<ul style="list-style-type: none"> • alteração da demanda habitacional 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> • redimensionamento da estrutura habitacional • reintegração de vilas e residências • gestões junto aos órgãos competentes
Educação	<ul style="list-style-type: none"> • alteração da demanda educacional 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> • redimensionamento da estrutura educacional • gestões junto aos órgãos competentes
Infra-estrutura	<ul style="list-style-type: none"> • interrupção/ desativação dos sistemas de comunicação, estradas, ferrovias, aeroportos, portos, sistemas de transmissão/ distribuição, minerodutos, oleodutos, etc 	C	<ul style="list-style-type: none"> • redimensionamento da infra-estrutura • relocação da infra-estrutura atingida (recomposição dos sistemas viário, de comunicação e de transmissão/ distribuição) • gestões junto aos órgãos competentes

Tabela 8 – Impactos no meio socioeconômico e cultural decorrentes do planejamento, construção e operação de usinas hidrelétricas

continuação

Fator ambiental	Impacto	TO	Programas / medidas preventivas / mitigadoras / compensatórias
Comunidades indígenas e/ ou outros grupos étnicos	<ul style="list-style-type: none"> • interferência em populações indígenas e/ ou outros grupos étnicos • alteração na organização sócio-econômica e cultural • mudança compulsória dos grupos populacionais (aldeias/ povoados) • desequilíbrio nas condições de saúde e alimentação 	P/C/O	<ul style="list-style-type: none"> • negociação com as comunidades afetadas e com a FUNAI sobre impactos e medidas mitigadoras • negociação com o Congresso Nacional • convênio com a FUNAI / Comunidade Indígena • acompanhamento e controle dos contatos interétnicos • compensação territorial • remanejamento das comunidades • apoio e assistência a comunidades compreendendo: <ul style="list-style-type: none"> - demarcação, regularização e vigilância dos limites das áreas - saúde, educação e apoio à produção - equilíbrio da economia - equilíbrio das condições etno-ecológicas - repasse e divulgação dos estudos referentes a comunidades indígenas e/ ou outros grupos étnicos
Patrimônio cultural	<ul style="list-style-type: none"> • inundação de sítios arqueológicos • desaparecimento de sítios paisagísticos • desaparecimento de edificações de valor cultural • desaparecimento de sítios espeleológicos • interferência no potencial turístico • alteração na dinâmica histórica regional 	C/O	<ul style="list-style-type: none"> • pesquisa e salvamento arqueológico, histórico, artístico, paisagístico (cênico e científico), paleontológico, espeleológico, através de projetos de resgate documentado e registrado cientificamente • salvamento do patrimônio cultural • reconstituição da memória pré-histórica, histórica e cultural • repasse e divulgação (publicações/ museus/ laboratórios) dos estudos resultantes de cada item do patrimônio cultural • incremento das potencialidades culturais com fins educacionais (formativo/ informativo) e turísticos

Legenda: TO = Tempo de Operação; O = Operação; C=Construção; e P=Pós-operação.

Sendo assim, a Tabela 9 apresenta uma consolidação dos Programas e Projetos socioambientais típicos implementados para mitigar os impactos ambientais provocados por usinas hidrelétricas.

Tabela 9 - Programas e projetos socioambientais típicos para usinas hidrelétricas

Área ambiental	Área social
- Qualidade de água	- Comunicação social
- Limpeza do reservatório	- Reassentamento da população
- Resgate da fauna	- Outras modalidades de remanejamento
- Banco de germoplasma	- Atendimento e compensações a populações indígenas
- Estação ecológica	- Controle de doenças e endemias
- Reflorestamento	- Reforço na área médico hospitalar
- Proteção das Margens e taludes	- Reforço na área educacional
- Lençol freático	- Integração da infra-estrutura de apoio à obra
	- Uso do solo do entorno do reservatório
	- Dinamização da economia local
	- Salvamento arqueológico, histórico e cultural
	- Monitoramento sócio-econômico-cultural
	- Irrigação
- Monitoramento (clima, água, sismos induzidos, erosão, assoreamento, fauna resgatada)	- Abastecimento de água
	- Navegação
	- Aqüicultura
	- Controle de cheias
	- Turismo e lazer

As diretrizes da ANEEL para elaboração de Estudos de Viabilidade e Projeto Básico trazem uma relação mais ampla de programas socioambientais para usinas hidrelétricas (ELETROBRÁS/ANEEL, 1999).

5. Benefícios socioambientais associados

Há uma grande controvérsia quanto ao reconhecimento dos efeitos socioeconômicos positivos causados quando da construção de uma usina hidrelétrica. Por um lado, existem os que vêem apenas os impactos negativos, que, na temática socioeconômica, dizem respeito, dentre outros aspectos, à perda de terras, e consequentemente, diminuição das atividades agrícolas, deslocamento de populações, interferência na circulação de bens e serviços. Por outro lado, em geral, o setor elétrico tem destacado apenas os benefícios que a construção de uma usina hidrelétrica traz para a nação como um todo. A questão da distribuição desses benefícios ou da consideração do ônus local/regional em contrapartida ao bônus do suprimento nacional de energia, porém, não tem sido sistematicamente esclarecida de forma a demonstrar a ocorrência de efeitos econômicos e sociais positivos no desenvolvimento da região na qual o empreendimento está inserido.

O incipiente investimento em pesquisas sobre o significado e as possibilidades efetivas de geração de benefícios associados à geração de energia elétrica impõe a necessidade de uma conceituação mais consistente e de delimitação de conteúdos e de significados para o desenvolvimento do trabalho.

Planejadores e construtores apontam como benefícios:

- a garantia da expansão da oferta de energia no nível nacional, haja vista a matriz energética brasileira ser eminentemente hídrica;

- a regularização dos rios, otimizando o atendimento às demandas de energia e água e evitando, inclusive, a ocorrência de enchentes em cidades localizadas a jusante dos barramentos;
- a possibilidade de usos múltiplos dos reservatórios, propiciando o abastecimento humano, a irrigação, a navegação e, mais recentemente, a exploração turística, gerando alternativas de trabalho para a população local;
- a geração de postos de trabalho durante a etapa das obras civis, seja diretamente na obra e no atendimento a serviços relacionados à construção, ou indiretamente em serviços que atenderão a esses primeiros trabalhadores;
- modificação nas finanças municipais: durante o período da obra - aumento no recolhimento de impostos; e, com a entrada em operação das usinas – recebimento de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos para geração de energia elétrica por aqueles municípios que tiveram área inundada pelo reservatório.

Entende-se, portanto, que a complexidade da questão está em analisar situações sociais e comportamentos econômicos, onde a demarcação da influência do empreendimento no desenvolvimento socioeconômico é muito difícil. Vários são os aspectos que marcam essa complexidade:

- os benefícios poderão começar a ser efetivamente constatados somente na etapa de operação, sendo que os elementos de avaliação das potencialidades utilizados nas etapas de planejamento não permitem uma correlação direta sem que a variável “desempenho na gestão de implantação do projeto” esteja envolvida. Significa dizer que grande parte dos benefícios potenciais pode estar contemplada como objetivo do projeto, porém, sua efetivação apresenta estreita correspondência com a gestão da implantação do projeto e muitos dos benefícios só irão se concretizar, ou só serão ampliados, caso haja uma articulação do setor elétrico com outros setores e com políticas governamentais, assim como a observância dos compromissos do governo em planos de desenvolvimento local e regional;
- uma usina hidrelétrica pode, pela abrangência territorial de sua concepção, abranger vários municípios de uma região econômica já constituída, resultando, portanto, num efeito regional passível de constatação (ao menos do ponto de vista de polarização funcional) por indicadores tradicionais;
- por outro lado, uma determinada usina pode ter uma abrangência territorial/municipal restrita e ter expressividade na dinâmica socioeconômica regional;
- de todo modo, há ainda uma carência de dados e pesquisas que analisem a gestão dos recursos oriundos de compensação financeira; sua relação com impostos gerados pelos municípios (capacidade de gerar receita própria) e ao grau de dependência dos municípios em relação a recursos externos e estudos de médio e longo prazo que analisem a relação entre o aporte desses recursos e indicadores sociais e econômicos locais e regionais.

Como benefícios socioambientais ou vantagens da energia hidrelétrica a International Hydropower Association (IHA, 2003) enumera:

Aspectos econômicos

- Promove o desenvolvimento regional - normalmente em zonas rurais, como exemplo pode ser citado o caso dos municípios ribeirinhos ao reservatório de Itaipu que ganharam praias artificiais, o que incentivou o turismo local. Além disso, os municípios têm, neste caso, um aporte financeiro proveniente dos royalties, o que permite à administração dos mesmos implantar infra-estrutura com padrões que elevem a qualidade de vida da população;
- Alta eficiência energética;
- Não consome água, isto é, deixa o recurso disponível para outros usos;
- Facilidade de absorver carga quando interligada no sistema elétrico regional;
- Longa vida útil (50 a 100 anos, ou mais);
- Avanço tecnológico e geração de empregos para a região;
- Proporciona independência energética para exploração dos recursos naturais;
- Melhora as condições de trabalho e produtividade agrícola, isto é agricultores relocados através do incentivo e orientação (durante a implantação do Projeto Básico Ambiental - PBA) de técnicas agrícolas mais adequadas e alternativas. Como exemplo deste impacto positivo pode-se citar a mudança de culturas agrícolas tradicionais para culturas orgânicas, com aumento significativo da produção a cada ano, nos Projetos de Reassentamento da Usina Hidrelétrica (UHE) de Salto Caxias no Rio Iguaçu.

Aspectos sociais

- Permite o uso múltiplo dos reservatórios como prevenção de enchentes, abastecimento de água, irrigação, navegação, recreação e ecoturismo (HYDRO-QUÉBEC, 2002);
- Permite melhorar a acessibilidade ao local através de construção e melhora de estradas;
- Permite melhorar as condições de vida das populações vizinhas;
- A usina pode ser construída com grande participação da mão-de-obra local;
- Sustenta os modos de vida através de fornecimento de energia, alimento (produto de pesca, irrigação de plantações) e abastecimento de água para dessedentação humana e animal. Atualmente 1,6 bilhão de pessoas no mundo não têm acesso à eletricidade e 1,1 bilhão não têm suprimento adequado de água potável (IHA, 2003);
- Aspectos ambientais;
- Não polui a atmosfera, com baixa emissão de gases de efeito estufa (CO₂ e CH₄);
- Não produz resíduos perigosos, com baixa produção de resíduos na operação da usina;
- Não consome recursos renováveis;
- Permite, por meio de monitoramento, melhor conhecimento de dados ambientais da área de influência (bacia hidrográfica, por exemplo), contribuindo desta forma para uma melhoria da gestão ambiental desta unidade (HYDRO-QUÉBEC, 2002);
- Permite, por meio de estudos, aumento do conhecimento e manejo de espécies (IHA, 2003).

6. Sustentabilidade da produção de energia a partir da hidreletricidade

A disponibilidade de energia é indispensável para o bem-estar das gerações atuais e futuras, inclusive para a eliminação de desigualdades e aumento dos padrões de vida.

Embora essencial para o desenvolvimento, a energia se constitui em um meio para atingir a meta de um padrão de vida adequado, uma economia sustentável e um meio ambiente limpo. Nenhuma forma de energia, carvão, óleo, gás, solar, nuclear, hidrelétrica, eólica, é boa ou ruim em si. Elas só podem ser consideradas de valor se puderem satisfazer a finalidade da melhoria de qualidade de vida com padrões ambientais que garantam a sustentabilidade do processo de desenvolvimento (Princípios do desenvolvimento sustentável. Acordo Internacional da Agenda 21).

CAMARGO (2005) trata das perspectivas de energia e sustentabilidade a partir do entendimento de que a “civilização do combustível fóssil, iniciada no século XIX, teve seu apogeu no final do século XX e tende a declinar em poucas décadas. A diminuição dos estoques de combustíveis fósseis exigirá que as sociedades alterem sua matriz energética, em direção a energias renováveis e com baixo impacto ambiental. Para ser sustentável e garantir o alimento necessário à população humana, o desenvolvimento precisa basear-se em padrões de consumo alimentar e energético que não esgotem as fontes de sustento humano”. Em outras palavras, o desenvolvimento sustentável precisa basear-se numa matriz energética durável, apoiando-se, principalmente, sobre uma base de recursos naturais renováveis (RIBEIRO, 2003).

Ao se escolher as fontes e respectivas tecnologias para produção, para o suprimento e uso da energia, é importante que se tome em consideração as conseqüências econômicas, sociais e ambientais desta escolha. Assim, os planejadores necessitam de métodos para avaliar e mensurar, se possível, os efeitos presentes e futuros da utilização da energia sobre a saúde humana, sociedade, ar, solo e água. É necessário avaliar se a presente utilização energética é sustentável e, caso não seja, como alterar o rumo do desenvolvimento. Este, no fundo, é o motivo para o estabelecimento de indicadores de sustentabilidade que tratem de aspectos importantes no que tange às três dimensões do desenvolvimento sustentável: a econômica, a social e a ambiental.

Destacam-se três estudos que tratam do tema, abordando diretrizes e políticas mundiais. O primeiro é o relatório “The Role of Hydropower in Sustainable Development - IHA White Paper”, elaborado pela International Hydropower Association e apresentado no III Fórum Mundial da Água realizado no Japão em março de 2003. O segundo, publicado no ano 2000, que também trata do tema no nível mundial é o “World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability”. Este último foi patrocinado pelas Nações Unidas através do UNDP – United Nations Development Program e coordenado pelo Professor José Goldemberg, da Universidade de São Paulo (USP). O terceiro relatório, concluído em novembro de 2002, “Proyecto Cono Sur Sustentable – Propuestas de Políticas Energéticas Sustentables para el Cono Sur”, foi desenvolvido com o apoio da Fundação Heinrich Böll, coordenado pelo Professor Célio Bermann da USP e teve como objeto de estudo o setor energético da Argentina, Brasil, Chile, Paraguai e Uruguai. A seguir são apresentadas as principais considerações, conclusões e recomendações referentes à discussão sobre energia e sustentabilidade descritas nos três relatórios citados acima.

■ 6.1. Energia e desenvolvimento sustentável: enfoque da Associação Internacional de Hidreletricidade – IHA

O primeiro relatório aborda a energia como um bloco básico do edifício para o desenvolvimento. O acesso à energia disponível e confiável dá suporte a todos os objetivos do desenvolvimento sustentável, sendo, contudo, a pobreza um desafio multifacetado. Para que o problema seja enfrentado de forma adequada, são necessárias políticas específicas que contemplem todos os aspectos do desenvolvimento sustentável. A eletrificação, por si só, não pode garantir promessas de desenvolvimento (IHA, 2003).

A International Hydropower Association – IHA em seu relatório “The Role of Hydropower in Sustainable Development” apresentou as metas internacionais de desenvolvimento definidas em conjunto por vários organismos internacionais que atuam em programas de desenvolvimento. As principais instituições de desenvolvimento internacional – incluindo as Nações Unidas (ONU), a Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (OCED), o Fundo Monetário Internacional (FMI) e o Banco Mundial – afirmam que estão trabalhando para desenvolver um conjunto de metas comuns de desenvolvimento internacional. As discussões estão enfocando a integração destas metas de desenvolvimento internacionais com o conjunto de 7 proposições definidas na “Declaração do Milênio” pela ONU que são (IHA, 2003):

1. Erradicação da pobreza e da fome;
2. Alcance universal da educação primária;
3. Alcance de igualdade de gênero e direitos para as mulheres;
4. Redução da mortalidade infantil;
5. Melhoria da saúde materna;
6. Combate a AIDS, malária e outras doenças;
7. Assegurar sustentabilidade ambiental.

Segundo a IHA (2003) a eletricidade representa um importante papel no desenvolvimento sustentável contribuindo com os objetivos da Declaração do Milênio. A discussão sobre sustentabilidade apresentada pela IHA no relatório aqui discutido mostra como a energia pode contribuir para que as metas do desenvolvimento sustentável sejam atingidas. Analisando o papel da eletricidade nestas metas (Tabela 10) é possível identificar algumas diretrizes e indicadores que podem ser utilizados para compor uma lista de indicadores globais e regionais que permitam a quantificação desta contribuição.

Tabela 10 - A eletricidade e as metas da declaração do milênio

A eletricidade e as metas da Declaração do Milênio

1	<p>Reduzir pela metade a proporção de pessoas que vivem em pobreza extrema até 2015.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Auxiliando no resgate das pessoas para fora de pobreza: • Provendo eletricidade relativamente barata e confiável • Energizando processos industriais e atividades comerciais que provêem oportunidades de emprego e renda • Proporcionando produtividade crescente estendendo tempo produtivo além do crepúsculo através da iluminação • Melhorando produtividade dando potência a eletrodomésticos elétricos mais eficientes • Facilitando bombeamento de água para uso doméstico • Aumentando segurança de produção de alimentos através sistemas de irrigação • Colaborando no desenvolvimento nacional, melhorando o PIB (Produto Interno Bruto)
2	<p>Alcance universal da educação primária em todos os países até 2015</p>	<p>Oportunidades melhoradas para educação:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reduzindo o tempo que as crianças e mulheres têm que gastar em atividades domésticas • Facilitando serviços básicos para o funcionamento de escolas
3	<p>Eliminando disparidade de gênero para todos os níveis de educação até 2015</p>	
4	<p>Reduzindo em dois terços a taxa de mortalidade de crianças abaixo de cinco anos até 2015</p>	<p>Redução de mortalidade:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Facilitando serviços básicos para hospitais e dispensários • Melhorando qualidade do ar em recintos fechados e ao ar livre • Facilitando refrigeração confiável para armazenar medicamentos sensíveis como antibióticos e vacinas
5	<p>Reduzindo em três quartos a taxa de mortalidade materna até 2015</p>	
6	<p>Detendo e invertendo a expansão de HIV/AIDS, como também a incidência de malária e outras doenças até 2015</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Facilitando refrigeração adequada para armazenar medicamentos sensíveis como antibióticos e vacinas • Aumentando a consciência com relação aos fatores de risco, facilitando troca de informação por sistemas de comunicação
7	<p>Implementação de estratégias nacionais para desenvolvimento sustentável em todos os países até 2005, para assegurar que as tendências na perda de recursos ambientais sejam invertidas efetivamente nos níveis global e nacionais até 2015</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Evitando depleção de recursos naturais globais protegendo terras comuns através da escolha apropriada de opções de geração de eletricidade • Preservando ecossistemas vulneráveis de depleção de seus recursos evitando, por exemplo, o alagamento de bosques em regiões áridas

Fonte: IHA - International Hydropower Association, 2003.

■ 6.2. Energia e desenvolvimento sustentável: Enfoque da ONU – Organização das Nações Unidas

Ainda é possível um futuro sustentável para o planeta? As análises efetuadas na elaboração do relatório “World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability”, pela ONU utilizando cenários de energia indicaram que é possível reforçar os objetivos do desenvolvimento sustentável utilizando novos recursos de energia e opções tecnológicas.

Essas análises sugerem que (UNDP, 2000):

- continuar no caminho atual de desenvolvimento do sistema de energia não é compatível com os objetivos do desenvolvimento sustentável;
- a concretização de um futuro sustentável requererá maior confiança na combinação de eficiência mais alta de energia, recursos renováveis e tecnologias de energia avançadas;
- uma condição prévia para alcançar um futuro de energia compatível com objetivos de desenvolvimento sustentável está em encontrar formas de acelerar o progresso de novas tecnologias ao longo da cadeia de inovação de energia, de pesquisa e desenvolvimento, incentivo e difusão destas tecnologias;
- prover serviços de energia para áreas rurais é um desafio particular. Mas também oferecer oportunidade de melhoria considerável na qualidade das vidas de 1 bilhão de pessoas dentro de um período relativamente pequeno é também parte do desafio.
- propostas promissoras incluem soluções descentralizadas, tecnologias apropriadas, arranjos de crédito inovadores e envolvimento local na tomada de decisão.

Na elaboração dos cenários foram utilizados os indicadores de sustentabilidade apresentados na Tabela 11 (UNDP, 2000).

Tabela 11 - Indicadores de sustentabilidade definidos pela ONU

Indicadores de sustentabilidade utilizados nos cenários estudados pela WEA	
1	Erradicação da pobreza
2	Redução das diferenças relativas de renda
3	Promoção de acesso à energia universal
4	Crescimento da disponibilidade de energia
5	Redução de impactos adversos à saúde
6	Redução da poluição do ar
7	Limitar o uso de elementos radioativos de longa vida
8	Limitar uso de materiais tóxicos
9	Limitar emissões de gases efeito estufa (GHG – <i>Green house gas</i>)
10	Aumentar o uso de energia pelas populações nativas
11	Melhorar a eficiência do suprimento de energia
12	Crescimento da eficiência no uso final
13	Acelerar difusão de tecnologia
14	Independência do mercado internacional de energia
15	Promover maior eficiência energética
16	Incrementar confiança (dependência) de energias renováveis
17	Acelerar desenvolvimento e utilização de novas tecnologias de energia

Fonte: "World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability" – UNDP, 2000.

As principais políticas que buscam evitar que se persevere ao longo de um padrão de energia que não é sustentável, sugeridas pelo grupo que desenvolveu o estudo são:

- promover maior eficiência nos mercados de energia;
- complementar a reestruturação do Setor Energético com instrumentos regulatórios que encorajem a energia sustentável;
- mobilizar investimentos adicionais em energia sustentável;
- incentivar a inovação tecnológica;
- liderança tecnológica apoiando a capacitação em países em desenvolvimento;
- encorajar maior cooperação no nível internacional.

■ 6.3. Políticas energéticas sustentáveis para o Cone Sul

O estudo “Proyecto Cono Sur Sustentable: Propuestas de Políticas Energéticas Sustentables para el Cono Sur” foi elaborado por um grupo de trabalho coordenado por Bermann (2002), a partir dos estudos desenvolvidos em cada país sobre o tema Sustentabilidade Energética. Os países participantes foram o Chile, Uruguai, Paraguai, Argentina e Brasil. Como resultado parcial do trabalho citado, foram apresentados os pilares para a sustentabilidade energética no Cone Sul, envolvendo aspectos como a dependência e vulnerabilidade; a segurança energética e a qualidade; equidade (índices de eletrificação, carências energéticas e gastos energéticos); energia e meio ambiente; energia e democracia e potencial de sustentabilidade da região. Os pilares ou indicadores de sustentabilidade utilizados no estudo analisado estão descritos na Tabela 12.

Tabela 12 - Pilares ou indicadores de sustentabilidade

Indicadores	Fatores ou Aspectos
Dependência e Vulnerabilidade	Grau de independência energética em relação ao petróleo e gás natural
Segurança Energética e Qualidade	Assegurar o aumento da oferta em função do aumento da demanda de consumo
Equidade	3. Índices de eletrificação; 4. Carências energéticas; 4.3. Gastos energéticos
Energia e Meio Ambiente	<ul style="list-style-type: none"> • Emissão de gases de efeito estufa; • Efeito da contaminação do ar devido aos mesmos; • Efeitos danosos sobre a saúde associados aos mesmos
Energia e Democracia	<ul style="list-style-type: none"> • Baixa participação dos órgãos de regulação • Dificuldades de acesso a informações • Ausência de conhecimento técnico-científico adequado • Necessidade da construção de consensos • Construção de uma estratégia energética sustentável e democrática, • através de instâncias de participação dos diversos segmentos da sociedade.
Potencial de Sustentabilidade	<ul style="list-style-type: none"> • Utilização racional dos recursos • Reduzir a ineficiência energética • Desenvolvimento de tecnologias novas e renováveis • Incentivar o aproveitamento dos micros e pequenos potenciais hidrelétricos • Capacitação tecnológica brasileira com respeito aos equipamentos

Fonte: BERMAN, 2002.

Os critérios adotados para a construção de cenários sustentáveis no estudo em questão consideraram as condições de sustentabilidade ambiental. As mais amplas estão relacionadas com o impacto global da matriz, considerando questões como mudança climática, esgotamento e substituição de recursos naturais energéticos não renováveis, desde a extração dos combustíveis até o uso final. Posteriormente, foram incluídos os impactos locais e regionais como contaminação, perda da biodiversidade, etc. Foram também consideradas, no conjunto, restrições a combustíveis fósseis, energia nuclear, grandes represas e meios de transporte em função do impacto local.

As condições de sustentabilidade social também foram levadas em conta. Estas têm a ver com a equidade

dentro da sociedade e entre as regiões, supondo que o cenário desejável satisfaz as necessidades de todos por meio de restrições ao consumo global e particular dentro de um espaço plural. Desta maneira foram definidas restrições globais, por exemplo, limites físicos do uso social de um recurso e particulares como: limites, proibição ou penalização a um modo de uso final por seu impacto limitado no espaço e tempo. Considerando todos esses fatores, a análise procurou um equilíbrio dos impactos sociais chegando ao resultado final do projeto que foi apresentado na forma de uma proposta de políticas e mecanismos para a sustentabilidade energética na região. Os principais itens da proposta do estudo foram:

- incorporação das externalidades;
- adoção de um Sistema de Geração Distribuída;
- o Estado como inspirador e planejador do nosso futuro energético;
- restrições às atividades eletrointensivas;
- marco regulatório para o uso eficiente de energia.

Concluindo o relatório, os autores afirmam (BERMANN, 2002, p. 6):

Este trabalho “PROPOSTAS DE POLÍTICAS SUSTENTÁVEIS PARA O CONE SUL” pode ter uma grande importância política, por se constituir num poderoso instrumento de informação e formação, nas mãos e cabeças dos movimentos sociais, organizações sindicais, ativistas ambientalistas e todos aqueles que têm o objetivo de transformar os países integrantes do Cone Sul em uma região de justiça, equidade e integridade ambiental, onde a energia será de todos e para todos.

Neste contexto, o próximo item discute os indicadores já apresentados nas demais Notas Técnicas relativas às outras fontes de energia elétrica.

■ 6.4. Indicadores de sustentabilidade

■ 6.4.1. Tipos de indicadores

Durante os últimos anos, tem-se discutido intensamente o tema da sustentabilidade das diversas fontes de energia e procurando-se propor parâmetros de avaliação por meio do estabelecimento de indicadores apropriados. Várias publicações técnicas disponíveis na literatura mundial sobre o assunto têm definido indicadores de natureza mais ampla, mais ligados aos aspectos macro e socioeconômicos, bem como alguns mais específicos que podem ser aplicados às diversas fontes energéticas (IEA/OECD, 2005), como as indicadas nos itens anteriores.

Entre os primeiros, citam-se a utilização de energia per capita, o número de lares atendidos por energia elétrica, a importação líquida de energia. Entre os segundos, o custo da produção de energia, a disponibilidade de combustível considerado, a emissão de poluentes e gases de efeito estufa de cada cadeia energética, a produção de resíduos e rejeitos por unidade de energia gerada, o uso da terra por unidade de energia produzida, etc. Embora o primeiro tipo de indicadores seja importante para se avaliar o desempenho de um sistema energético como um todo, os resultados são consequência do “mix” atingido pelo sistema dentro de certo horizonte, e não se enquadram no escopo deste trabalho.

Por outro lado, os indicadores do segundo tipo são pertinentes para a análise “a priori” de todas as fontes energéticas, podendo ser aplicados especificamente para a produção de energia a partir da hidreletricidade.

■ 6.4.2. Indicadores ambientais

Os indicadores ambientais podem ser divididos em três temas principais: Atmosfera, Água e Solo (IEA/OECD, 2005). Cada um destes três temas pode ser dividido em subtemas, como se segue.

Atmosfera: mudanças climáticas e qualidade do ar. Para estes subtemas as questões principais estão relacionadas à acidificação, impactos na camada de ozônio e outras emissões que afetam a qualidade do ar de áreas urbanas e emissão de gases de efeito estufa.

Água: a qualidade da água é, em geral, afetada pela descarga de contaminantes, em especial nas atividades de mineração.

Solo: a qualidade dos solos deve ser considerada além da sua importância como espaço físico e relevo. O solo deve ser considerado como um importante recurso, junto com os recursos hídricos, essencial para a agricultura e como habitat para as diversas espécies de plantas e animais. As atividades de produção de energia podem resultar na degradação e acidificação dos solos.

Optou-se por, na medida do possível, utilizar os mesmos indicadores ambientais sugeridos para a análise das outras fontes de energia, de forma a permitir, em um momento posterior, a comparação entre as diversas fontes.

• Emissões de gases de efeito estufa

A alteração antropogênica de ecossistemas naturais devido à formação de reservatórios hidrelétricos altera o ambiente aquático de lótico para lêntico, além de mudar a dinâmica de armazenamento de nutrientes e suas taxas de reciclagem. Essas mudanças têm influência no balanço de carbono, nos fluxos de gases-traço e na química da água de superfície e sub-superfície (DOS SANTOS, 2006).

Pesquisas recentes realizadas pela COPPE/UFRJ e outras instituições internacionais sobre a produção e emissão de gases de efeito estufa (GEE) em reservatórios hidrelétricos tem demonstrado que estes sistemas apresentam emissões, particularmente de metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2), óxido nitroso (N_2O), nitrogênio e oxigênio.

A intensidade de emissão dos gases de um reservatório varia com o tempo, porém com comportamento de flutuações com períodos de duração irregular. Os principais parâmetros que influenciam essa intensidade foram temperatura, intensidade dos ventos, insolação, parâmetros físico-químicos da água, composição da biomassa, etc. (ELETROBRAS, 2000).

O relatório OECD/OCDE Estimation of Greenhouse Gas Emissions and Sinks (OECD, 1991), trás um capítulo para as alterações do uso do solo como fontes de emissão de gases, onde considera a inundação de áreas como uma atividade potencial de emissão de CH_4 . A metodologia não apresenta medições em barragem devido a hidrelétricas, mas estabelece ordens de grandeza de emissões de CH_4 em áreas naturalmente alagadas (Tabela 13).

Tabela 13 – Emissão média de CH₄ de áreas naturais

Categoria	Taxa de emissão (kg C-CH ₄ /km ² /dia)	Período de produção (dias)
Áreas Úmidas com vegetação em decomposição	11 (11 – 38)	178
Brejo	60 (21-162)	169
Pântano	63 (43 – 84)	274
Charco	189 (103 – 299)	249
Várzea	75 (37 – 150)	122
Lagos	32 (13 – 67)	365

Fonte: OECD, 1991.

O trabalho de DOS SANTOS (2006) confirmou que o comportamento de reservatórios hidrelétricos é similar aos ecossistemas naturais alagados, no que diz respeito às emissões médias de CH₄ e CO₂.

ELETRONBRAS (2000) calculou as emissões equivalentes de algumas hidrelétricas pesquisadas com diferentes tecnologias de geração termelétrica (30 a 35% de eficiência no caso de ciclo simples movido a óleo diesel, carvão mineral e óleo combustível e 45% no caso de ciclo combinado a gás natural) de potência equivalente pelo período de 1 ano. Esses estudos mostraram que, na maioria dos casos analisados, as hidrelétricas apresentaram resultados melhores, demonstrando que em termos comparativos são uma solução viável do abatimento das emissões na geração de energia elétrica.

COPPE/MCT (2006) publicaram um estudo chamado “Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros”, que faz parte do “Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa”. Nesse documento foi constatada uma grande variabilidade na intensidade das emissões (CO₂ e CH₄), tendo sido identificadas a influência de vários fatores entre os quais a temperatura, a profundidade no ponto de medição, o regime dos ventos, a insolação, os parâmetros físico-químicos da água, a composição da biosfera e o regime de operação do reservatório. Vale a pena lembrar que os valores estimados para as hidrelétricas incluem emissões não totalmente antrópicas e que esse problema só será resolvido quando um estudo de avaliação das emissões for realizado previamente à construção de um reservatório, visando permitir a comparação com as emissões a serem medidas após sua construção. Comparou-se também as emissões das hidrelétricas com as de termelétricas equivalentes. As hidrelétricas estudadas, de um modo geral, apresentaram emissões associadas menores que termelétricas equivalentes e as hidrelétricas com maiores densidades de potência (W/m²) apresentaram os melhores desempenhos, bem superiores do que termelétricas com a tecnologia mais moderna, a gás natural com ciclo combinado e eficiência de 50%.

Em termos gerais, pode-se dizer que as emissões de gases de efeito estufa podem ser reduzidas da seguinte forma (ELETRONBRAS, 2000):

- evitando a baixa densidade de potência na escolha dos reservatórios (W/m²);
- desmatando o reservatório antes da inundação.

Apesar das estimativas de emissões de gases de efeito estufa por reservatórios de usinas hidrelétricas estarem sendo realizadas no Brasil desde 1992, ainda hoje apresentam dificuldades metodológicas.

O Painel Internacional sobre Mudanças Climáticas - IPCC está elaborando uma proposição de metodologia para realização das estimativas de emissões de gases de efeito estufa por reservatórios de usinas hidrelétricas, visando o estabelecimento das Diretrizes 2006 para os Inventários Nacionais de GEE.

• Poluição do ar

Pesquisas sobre a produção e emissão de gases de efeito estufa (GEE) em reservatórios hidrelétricos tem demonstrado que estes sistemas apresentam emissões, particularmente de metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), nitrogênio e oxigênio. Não são emitidos poluentes atmosféricos como SOX e NOX.

• Uso da terra

O aproveitamento de potenciais hidráulicos para a geração de energia elétrica requer, muitas vezes, a formação de grandes reservatórios e, conseqüentemente, a inundação de grandes áreas. Na maioria dos casos, trata-se de áreas produtivas e/ou de grande diversidade biológica, o que exige, previamente, a realocação de pessoas e da fauna silvestre.

• Uso de material e produção de rejeitos

A geração de energia hidrelétrica não gera resíduos perigosos.

• Esgotamento do potencial

O potencial hidrelétrico brasileiro situa-se ao redor de 260 GW. Contudo, apenas 68% desse potencial foi inventariado. Estima-se que, nos próximos anos, pelo menos 50% da necessidade de expansão da capacidade de geração seja de origem hídrica (ANEEL, 2005).

• Garantia de suprimento

Como as usinas hidrelétricas são construídas em espaços onde melhor se podem aproveitar as efluências e desníveis dos rios, foi necessário desenvolver no país um extenso sistema de transmissão. A distância geográfica, associada à grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas do país, tendem a ocasionar excedentes ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. A interligação existente viabiliza a troca de energia entre regiões, permitindo, assim, a obtenção dos benefícios da diversidade de regime dos rios das diferentes bacias hidrográficas brasileiras.

Para os aproveitamentos hidrelétricos a EPE recomendou (Relatório Indicadores de Sustentabilidade de Usinas Hidrelétricas, EPE, 2005) os indicadores apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - Indicadores de sustentabilidade para empreendimentos hidrelétricos

Dimensão	Tema	Indicadores
Social	Acesso à energia	melhoria na qualidade do atendimento de energia local e regional
		% da população regional com acesso à energia elétrica
		Consumo residencial de energia elétrica per capita regional
	Condições de Vida	Recursos aplicados para melhoria da infra-estrutura regional-local / MW
		Nº de postos de trabalho criados / MW
		% dos recursos da compensação financeira em relação às receitas municipais população atingida (hab / MW)
	Interferências	km² de áreas agricultáveis atingidas / MW
		km² de áreas urbanas atingidas / MW
	Ambiental	Terra
km² de área de floresta (ou formação primária) / MW		
km² de área de floresta na Amazônia / MW		
Biodiversidade		km² de área de remanescente da Mata Atlântica / MW
		km² de área prioritária para conservação da biodiversidade / MW
		km² de áreas protegidas / MW
Água Doce		recursos aplicados na compensação ambiental / MW
		extensão de rio inundado – km / MW
		% da vazão alocado para vazão ecológica
Atmosfera		tempo de residência (dias)
	emissões de CH ₄	
Econômica	Estrutura Econômica	emissões de CO ₂ evitadas
		PIB per capita regional
		Participação do investimento no PIB regional (%)
		% de aumento da arrecadação dos tributos municipais
		% de aumento da arrecadação dos tributos estaduais
		% de aumento esperado do IDH-M dos municípios atingidos pelo reservatório durante a vida útil da usina

7. Custos socioambientais

■ 7.1. Considerações iniciais

Os custos e benefícios totais das atividades econômicas frequentemente não são calculados. Os processos de tomada de decisão consideram os custos e benefícios privados, mas, na maioria das vezes, ignoram uma série de custos e benefícios adicionais, conhecidos como externalidades, com os quais a sociedade arca. Um exemplo gritante de externalidade está nos danos causados pela poluição. A contabilização dos custos totais das atividades econômicas é um possível passo na busca de estratégias para se chegar a um desenvolvimento sustentável (ROSILLO-CALLE et al., 2005).

Em geral, o valor econômico de impactos ambientais de fontes de energia elétrica não é internalizado no custo total de usinas. Existem métodos para internalizar externalidades ambientais, dentre os quais se destacam: a estimativa dos valores dos custos de controle e (ii) a estimativa dos valores monetários de custos de degradação (Furtado, 1996).

Custos de controle representam o valor monetário da proteção ambiental, isto é, eles representam quanto a sociedade tem de pagar para evitar os impactos ambientais. Como afirmado por Woolf (1992; p. 4):

Quando os custos de controle são usados para representar externalidades ambientais, existe uma suposição explícita que os reguladores estabeleceram padrões ambientais de modo que os custos da regulação igualam aproximadamente os benefícios. Em outras palavras, supõe-se que os reguladores estabelecem padrões ambientais no ponto onde os custos de degradação são aproximadamente iguais aos custos de controle. Isto pressupõe que os reguladores são bem informados e livres de restrições, inclusive políticas, ao estabelecerem padrões ambientais.

Neste método, os custos internalizados usualmente referem-se às medidas de mitigação dos efeitos ou medidas de prevenção da ocorrência dos efeitos. Estes custos são também conhecidos como custos de controle e de mitigação. Custo de controle é o custo de evitar os efeitos ambientais, enquanto o custo de mitigação é o custo de gerir ou aliviar os efeitos ambientais (COMASE 1994). O termo custo de mitigação é usado quando não existe uma ação na causa do impacto, tentando reduzi-lo. As medidas objetivam apenas conviver com ou mitigar os impactos. Por outro lado, quando as medidas visam reduzir os efeitos ambientais, agindo diretamente nas fontes poluidoras, seus custos são chamados custos de controle.

A segunda abordagem, custos de degradação, utilizado para a internalização dos custos ambientais de usinas, se baseia na avaliação econômica da degradação causada (Furtado, 1996). Esta medida avalia o efeito ambiental como uma perda econômica devido aos impactos causados pelo projeto. Os custos de degradação representam o benefício à sociedade em se evitar estas externalidades, ou seja, representam o benefício monetário da proteção ambiental.

Exceto quando o nível de controle é considerado “ótimo”, o uso dos custos de controle para quantificar o dano ambiental em geral apresenta erros de super ou sub estimativa. Teoricamente, não existem dúvidas de que os custos de degradação geram melhores estimativas das externalidades ambientais do que os custos de controle. No entanto, a sua determinação apresenta um elevado grau de incerteza.

■ 7.2. Custos socioambientais e externalidades

As tecnologias modernas empregadas na maior parte das opções energéticas foram desenvolvidas de modo a minimizar os danos ambientais. Contudo, os riscos de danos à saúde e meio ambiente não podem nunca serem reduzidos a zero para qualquer opção energética.

O projeto ExternE estabeleceu metodologias para estimar os impactos do setor elétrico em termos de custos externos ou externalidade, ou seja aqueles custos não incluídos diretamente nas tarifas, mas que a sociedade arca de alguma maneira. Um resumo comparativo desses custos é apresentado na Tabela 15, em termos de Euro/MWh (ExterneE, 1998).

Tabela 15 - Custos das externalidades

Tipo de geração elétrica	Externalidades (Euro/MWh) (as faixas cobrem diferentes tecnologias e países)	Externalidades (US\$/MWh) (as faixas cobrem diferentes tecnologias e países)
Carvão e linhito	20 a 150	26,2 a 196,4
Óleo	30 a 110	39,3 a 144,0
Gás	10 a 40	13,1 a 52,4
Nuclear	2 a 7	2,6 a 9,2
Biomassa	10 a 30	13,1 a 26,2
Eólica	0,5 a 2,5	0,7 a 3,3
Hidrelétrica	1 a 10	1,3 a 13,1

Nota: conversão utilizando a taxa Euro x Dólar = 1,3094 (24.11.06).

Fonte: European Commission, 2003.

A Tabela 16 apresenta os custos das externalidades da produção de energia hidrelétrica obtidos em alguns estudos.

Tabela 16 – Custo das externalidades da energia hidrelétrica

Estudo	Valor (centavo de dólar/kwh)
Masuhr e Ott (1994)	0,2 – 1,2
Ornl-RFF ^a (1994)	0 – 0,017
Pearce (1995 a, b)	0,06 (0,008)
CEC (1998a)	1,0 – 0,9

Nota: a) Os valores entre parênteses indicam a contribuição da externalidade da mudança climática ao valor da externalidade fornecido; e b) Dados apresentados por Lee (1996).

Fonte: ROSILLO-CALLE et al., 2005.

Especificamente para aproveitamentos hidrelétricos, foi realizada uma análise dos custos socioambientais dos empreendimentos candidatos ao Leilão de energia de 2005 que serve como referência preliminar para o desenvolvimento desse tema nos estudos de planejamento.

A análise do conjunto dos 17 aproveitamentos, levando-se em conta as estimativas da Conta .10 do OPE teve como resultado percentuais de custos socioambientais que variaram entre 2,15% e 36,73%, em relação aos custos diretos totais (CDT), sendo que a faixa preponderante variou entre 10 e 20% (oito aproveitamentos).

Os percentuais obtidos, dos Estudos de Viabilidade e dos EIA/RIMA, foram comparados com duas faixas de variação de custo estimadas para os itens socioambientais, ou seja:

- custos de degradação ambiental, variando entre 11 e 22%, e
- média praticada, variando entre 15 a 20%.

Vale destacar que a variação predominante dos percentuais de custo socioambiental em relação ao custo total observada para estes 17 empreendimentos (que variou entre 10 e 20%), é similar às faixas de variação apresentadas acima.

Após a definição do conjunto de projetos a serem considerados no Plano Nacional de Energia poderão ser realizados exercícios de estimativas de custos socioambientais adotando-se essas faixas e, talvez, ajustando-as às bacias ou ecossistemas onde os empreendimentos futuros se localizarão.

8. Desenvolvimento tecnológico em médio prazo

8.1. Considerações iniciais

O aproveitamento da energia hidráulica para geração de energia elétrica é feito por meio do uso de turbinas hidráulicas, devidamente acopladas a um gerador. Com eficiência que pode chegar a 90%, as turbinas hidráulicas são atualmente a forma mais eficiente de conversão de energia primária em energia secundária.

As turbinas hidráulicas apresentam uma grande variedade de formas e tamanhos. O modelo mais utilizado é o Francis, uma vez que se adapta tanto a locais com baixa queda quanto a locais de alta queda. Como trabalha totalmente submersa, seu eixo pode ser horizontal ou vertical (RAMAGE, 1996).

Entre outros modelos de turbinas hidráulicas, destacam-se o Kaplan, adequado a locais de baixa queda (10 m a 70 m), e o Pelton, mais apropriado a locais de elevada queda (200 m a 1.500 m).

Os seguintes aspectos podem ser usados na classificação das usinas hidrelétricas (RAMAGE, 1996):

- i) altura efetiva da queda d'água;
- ii) capacidade ou potência instalada;
- iii) tipo de turbina empregada;
- iv) localização, tipo de barragem, reservatório, etc.

Contudo, esses fatores são interdependentes. Geralmente, a altura da queda determina os demais, e uma combinação entre esta e a capacidade instalada determina o tipo de planta e instalação.

Não há limites muito precisos para a classificação do tipo de queda e, portanto, os valores variam entre fontes e autores. O Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, considera de baixa queda uma instalação com altura de até 15 m; instalações com alturas superiores a 150 m são consideradas de alta queda e instalações com altura entre esses dois valores são consideradas de média queda (CERPCH, 2000).

Segundo a referida fonte, os locais mais favoráveis às instalações de alta queda se encontram geralmente nas ribeiras de grandes declives, formados por rápidos ou cascatas. Nesse caso, as obras de tomada d'água e de prevenção de enchentes são, em geral, de dimensões limitadas e custos reduzidos. A maioria dos investimentos de construção civil é constituída pelo conduto hidráulico. A turbina mais adequada é a do tipo Pelton, com o uso de geradores de alta velocidade, cujas dimensões e preços unitários são sensivelmente mais baixos do que das máquinas mais lentas.

No Brasil, um exemplo típico desse tipo de aproveitamento hidráulico é a Usina Hidrelétrica de Henry

Borden, localizada no Rio Pedras, município de Cubatão, Estado de São Paulo. A primeira casa de força foi construída em pouco mais de um ano e entrou em operação em 1926. Em 1952, iniciaram-se as obras da casa de força subterrânea, que entrou em operação em 1956. Atualmente, a capacidade instalada nas duas usinas é de 889 MW, o suficiente para atender à demanda de uma cidade com cerca de dois milhões de habitantes. Seu sistema adutor capta água do Reservatório do Rio das Pedras, e a conduz até o pé da Serra do Mar, em Cubatão, aproveitando um desnível de cerca de 720 m (EMAE, 2001).

Em instalações de média queda (maioria dos projetos hidrelétricos brasileiros), os principais componentes da construção civil são a tomada d'água, as obras de proteção contra enchentes e o conduto hidráulico. As turbinas mais utilizadas são do tipo Francis, com velocidades de rotação entre 500 rpm e 750 rpm. No caso de velocidades mais baixas, pode-se usar um multiplicador de velocidade, a fim de se reduzirem os custos dos geradores.

Um exemplo desse tipo de barragem é o da Usina Hidrelétrica de Itaipu, a maior hidrelétrica em operação no mundo, com uma potência instalada de 14.000 MW (20 unidades geradoras de 700 MW). As obras civis tiveram início em janeiro de 1975, e a usina entrou em operação comercial em maio de 1984. A última unidade geradora entrou em operação em 2006 (ITAIPU, 2006).

Um modelo interessante e particular de barragem de média queda é o da Usina Hidrelétrica de Funil, localizada no Rio Paraíba do Sul, Município de Itatiaia – RJ. Construída na década de 60, a barragem é do tipo abóbada de concreto, com dupla curvatura, única no Brasil. Com uma capacidade nominal de 216 MW, sua operação teve início em 1969 (FURNAS, 2005).

Em instalações de baixa queda, a casa de força é integrada às obras de tomada d'água ou localizada a uma pequena distância. As turbinas são do tipo Kaplan ou Hélice, com baixa velocidade (entre 70 e 350 rpm). As obras civis podem ser reduzidas pelo uso de grupos axiais do tipo bulbo e o custo dos geradores também pode ser reduzido, com o uso de multiplicadores de velocidade.

No Brasil, um exemplo típico de aproveitamento hidrelétrico de baixa queda é o da Usina Hidrelétrica de Jupia, localizada no Rio Paraná, Município de Três Lagoas – SP. Com reservatório de 330 km², a usina possui 14 turbinas Kaplan, totalizando uma potência instalada de 1.551 MW.

■ 8.2. Repotenciação

Uma ação mais imediata no sentido de se viabilizar a geração de energia elétrica de modo ambientalmente sustentável é através da Repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de outras centrais de médio e grande porte. Observa-se porém que a repotenciação, no caso do Brasil é, tão somente, uma ação de reaproveitamento das estruturas civis, a troca dos equipamentos eletromecânicos e a recuperação das condições dos reservatórios, devido à impossibilidade de sua aplicação em grande escala, de seus custos e dos prazos necessários para sua efetivação. Sua aplicação tem ocorrido principalmente em PCHs.

As vantagens, de acordo com BERMAN (2004), de um programa de repotenciação em Planos de Expansão (de forma geral sem horizonte temporal específico e contemplando detalhes que deverão ser adotados após a decisão pelo programa) podem ser listadas abaixo:

a. Contribuição para a sustentabilidade ambiental local

Deve ser avaliada a mitigação dos impactos ambientais locais (resíduos sólidos, efluentes líquidos, poluentes atmosféricos, dentre outros) propiciada pelo projeto em comparação com os impactos ambientais locais estimados para um cenário de referência onde não há a repotenciação de usinas.

No cenário de referência, em se optando por não revitalizar as usinas, o volume de energia obtida pelas repotenciações teria que ser comprada no mercado, de outros geradores. Uma fração desta geração viria de usinas termoeletricas, aumentando as emissões de gases de efeito estufa. Uma outra fração viria de usinas situadas em locais de maior impacto ambiental, como as projetadas para a região amazônica.

Em se optando por repotenciar parte das usinas existentes, a geração deste montante adicional de energia não causaria impactos adicionais, posto que esta geração será feita exclusivamente pelo melhor aproveitamento das vazões existentes, sem aumento da área inundada dos reservatórios.

b. Contribuição para o desenvolvimento das condições de trabalho e a geração líquida de empregos nos locais onde já existem as usinas que seriam repotenciadas

Deve ser feita uma avaliação do compromisso do projeto com responsabilidades sociais e trabalhistas, programas de saúde e educação e defesa dos direitos civis. Também deve ser avaliado o incremento no nível qualitativo e quantitativo de empregos (diretos e indiretos) comparando-se com o cenário de referência.

O programa de repotenciação deve ser implementado em conjunto com um projeto de automação das usinas visando um aumento global de eficiência. No conjunto das ações da automação há uma redução dos quadros de operadores das usinas. Ao mesmo tempo, muitas das usinas que seriam fechadas acabam por continuar em atividade garantindo postos de trabalho tanto nas usinas quanto nas Centrais de Operações da Geração. A execução das obras de repotenciação deve ser feita, preferencialmente, com empresas locais, assim como todos os trabalhos de manutenção e conservação das usinas e de seu entorno. As áreas verdes das usinas podem ser mantidas por empresas e mão de obra locais, assim como as manutenções dos canais de adução, barragens e canais de coleta de água.

c. Contribuição para a distribuição de renda

Devem ser avaliados os efeitos diretos e indiretos sobre a qualidade de vida das populações de baixa renda, observando os benefícios socioeconômicos propiciados pelo projeto em relação ao cenário de referência.

d. Contribuição para a capacitação e desenvolvimento tecnológico

Deve ser avaliado o grau de inovação tecnológica do projeto em relação ao cenário de referência e às tecnologias empregadas em atividades passíveis de comparação com as previstas no projeto. Também deve ser avaliada a possibilidade de reprodução da tecnologia empregada, observando o seu efeito demonstrativo, avaliando, ainda, a origem dos equipamentos, a existência de royalties e de licenças tecnológicas e a necessidade de assistência técnica internacional.

9. Potencialidades para utilização de benefícios do mecanismo de desenvolvimento limpo

■ 9.1. Considerações iniciais

A Convenção sobre Mudanças Climáticas é um acordo das Nações Unidas para estabilizar os gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera a um nível que impeça a ocorrência de mudanças climáticas danosas. Foi convocada na Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (UNCED) realizada no Rio de Janeiro, em 1992. Até hoje, 186 países ratificaram a Convenção.

Para implantá-la, foi criado um protocolo na cidade de Quioto, em 1997. O aspecto mais importante do Protocolo de Quioto consiste no compromisso legal assumido por 39 países desenvolvidos no sentido de reduzir suas emissões de GEE em 5,2%, em média, abaixo dos níveis de 1990. Esse nível de emissão deve ser alcançado no período 2008–2012, denominado o “primeiro período de compromisso”. Os países desenvolvidos que possuem metas de redução de emissão são chamados de países do Anexo 1, ao passo que os que não têm metas são os países Não-Anexo 1. O Protocolo de Quioto permite que os países desenvolvidos alcancem suas metas de diferentes formas através dos “Mecanismos de Flexibilidade”. Dentre esses mecanismos, destacam-se o Comércio de Emissões (comércio de cotas de emissão entre as nações desenvolvidas), a Implementação Conjunta (transferência de cotas de emissão entre as nações desenvolvidas vinculadas a projetos específicos de redução de emissão) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.

O MDL é o único mecanismo de flexibilidade que envolve os países em desenvolvimento.

Os principais objetivos do MDL são: diminuir o custo global de redução de emissões de gases lançados na atmosfera e que produzem o efeito estufa e, ao mesmo tempo, também apoiar iniciativas que promovam o desenvolvimento sustentável em países em desenvolvimento. Esses objetivos simultâneos refletem a necessidade de ação coordenada entre países desenvolvidos e em desenvolvimento, que, apesar de posicionamentos distintos, dividem o objetivo comum de reduzir o acúmulo de GEE.

O princípio básico do MDL é simples. Ele permite que países desenvolvidos invistam nos países em desenvolvimento em oportunidades de redução de baixo custo e que recebam créditos pela redução obtida nas emissões. Os países desenvolvidos podem então aplicar esses créditos nas metas fixadas para 2008–2012, reduzindo assim os cortes que teriam de ser feitos nas próprias economias.

Como muitas das oportunidades de redução de emissões são mais baratas em países em desenvolvimento, isso aumenta a eficiência econômica para alcançar as metas iniciais de redução de emissões de GEE. Como a contribuição das emissões de GEE para as mudanças climáticas é a mesma, independentemente de onde elas ocorram, o impacto no meio ambiente global é o mesmo.

Há uma série de requisitos que devem ser atendidos para elegibilidade dos projetos, tais como:

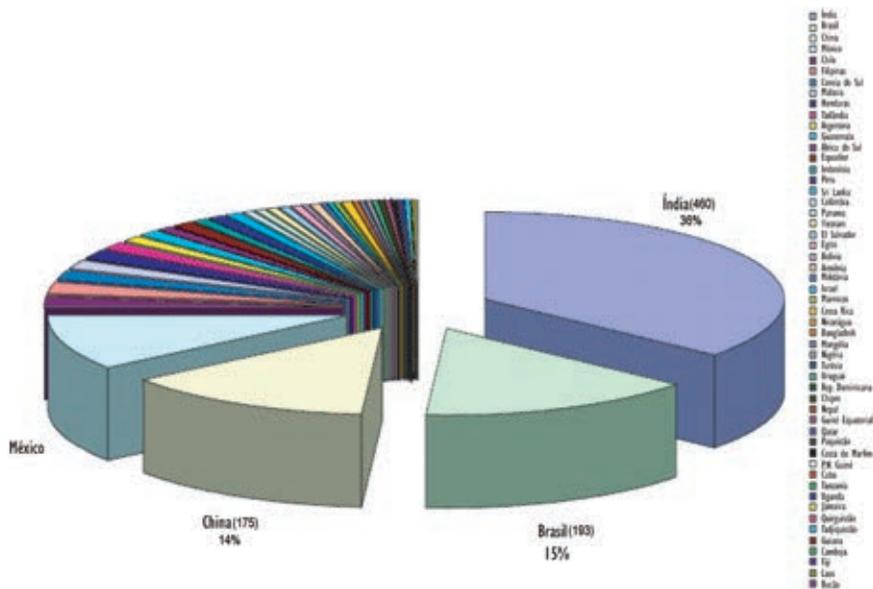
- participação voluntária;
- contar com a aprovação do país hospedeiro;
- atingir os objetivos de desenvolvimento sustentável do país hospedeiro;
- reduzir as emissões de GEE de forma adicional ao que ocorreria na ausência da atividade de projeto do MDL;
- contabilizar o aumento de emissões de GEE que ocorram fora dos limites da atividade de projeto e que sejam mensuráveis e atribuíveis a essas atividades;
- levar em consideração a opinião de todos os atores que sofrerão os impactos das atividades do projeto;
- não causar impactos colaterais negativos ao meio ambiente local;

- proporcionar benefícios mensuráveis, reais e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima;

- estejam relacionados aos gases e setores definidos no Anexo A do Protocolo de Quioto ou se refiram às atividades de projetos de reflorestamento e florestamento.

A Figura 3 apresenta o status atual das atividades de projeto em estágio de validação, aprovação e registro. Como pode ser visto, o Brasil ocupa o segundo lugar, com 193 projetos (15%), sendo que em primeiro lugar encontra-se a Índia com 460 e, em terceiro, a China, com 175 projetos (Status atual das atividades de projeto no âmbito do MDL no Brasil e no mundo - MCT, 2006).

Figura 3 – Número de atividades de projeto do MDL no mundo



Fonte: Status atual das atividades de projeto no âmbito do MDL no Brasil e no Mundo - MCT, 2006.

■ 9.2. Oportunidades para as usinas hidrelétricas

Do ponto de vista científico, há controvérsias sobre a elegibilidade de reservatórios de usinas hidrelétricas aos projetos no âmbito do MDL.

O Banco Mundial tem defendido a posição de que as usinas hidrelétricas sejam consideradas elegíveis como projetos de MDL e que não seja adotada uma “potência teto”, com base nas conclusões da Conferência de Bonn e nas diretrizes da Comissão Mundial de Barragens.

Recentemente, a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas - UNFCCC/CCNUMBC, por meio do Relatório do Comitê Executivo (EB 23), Anexo 5 (<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/index.html>), propôs critérios para a elegibilidade de reservatórios de usinas hidrelétricas como projetos de MDL.

O documento admite as incertezas científicas relativas às emissões de gases de efeito estufa de reservatórios e que essas incertezas não serão solucionadas a curto prazo. Propõe a utilização de um critério baseado

na densidade de potência (potência instalada dividida pela área alagada em W/m^2), aplicando-se da seguinte forma:

- usinas hidrelétricas com densidade de potência menor ou igual a $4 W/m^2$: a metodologia não é aplicável;
- usinas hidrelétricas com densidade de potência maior que $4 W/m^2$ e menor ou igual a $10 W/m^2$: a metodologia aprovada pode ser aplicada, com um fator de emissão de $90 g CO_2eq / kWh$ para emissão dos reservatórios;
- usinas hidrelétricas com densidade de potência maior que $10 W/m^2$: a metodologia aprovada pode ser aplicada, assumindo que as emissões dos reservatórios são negligenciáveis.

A proposição desses critérios é recente e esses ainda não foram aplicados aos projetos de MDL de reservatórios de usinas hidrelétricas no Brasil.

No Brasil, já há registros de projetos de MDL de usinas hidrelétricas (UHEs) e de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A Tabela 17 apresenta a distribuição das atividades de projeto no país. Verifica-se que 26% estão na área de geração elétrica.

A Tabela 18 apresenta quantas atividades de projeto já foram submetidas, aprovadas, aprovadas com ressalva ou estão em revisão na Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), que é a Autoridade Nacional Designada (AND) brasileira. Governos de países participantes de atividades de projeto do MDL devem designar junto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC) uma Autoridade Nacional para o MDL, que tem como objetivo avaliar se as atividades submetidas estão contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país e aprovar as atividades de projeto.

Tabela 17 – Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de projeto

Projetos na CIMGC	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de créditos	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de créditos
Geração Elétrica	36	2.284.713	17.322.802	26%	10%	10%
Cogeração com Biomassa	51	2.486.835	17.503.738	37%	11%	10%
Substituição de Combustíveis	8	555.821	4.104.695	6%	3%	2%
Disposição e manejo de dejetos	20	1.652.643	16.313.797	14%	7%	10%
Indústria Química	1	17.137	119.960	1%	0%	0%
Aterros sanitários	20	8.965.007	67.278.510	14%	40%	40%
Redução de N ₂ O	1	5.961.165	41.728.155	1%	27%	25%
Recuperação de metano	1	241.576	2.415.758	1%	1%	1%
Total	138	22.164.897	166.787.415	100%	100%	100%

Projetos em Validação/Aprovação	Números de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de créditos	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de crédito
Geração Elétrica	44	2.502.251	18.949.098	23%	10%	10%
Cogeração com Biomassa	61	3.259.820	22.579.903	32%	13%	12%
Substituição de Combustíveis	14	1.588.297	11.402.253	7%	6%	6%
Disposição e manejo de dejetos	22	1.749.102	17.176.585	11%	7%	9%
Aterros sanitários	23	9.205.249	68.960.206	12%	37%	37%
Redução de N ₂ O	2	6.043.111	42.301.777	1%	24%	23%
Indústria Química	1	17.137	119.960	1%	0%	0%
Recuperação de metano	17	553.111	5.153.151	9%	2%	3%
Eficiência energética	9	70.700	629.449	5%	0%	0%
Total	193	24.988.778	187.272.382	100%	100%	100%

Fonte: Status atual das atividades de projeto no âmbito do MDL no Brasil e no Mundo - MCT, 2006.

Tabela 18 – Status atual dos projetos na AND brasileira

Status dos Projetos	Número	Projetos de UHE	%	Projetos de PCH	%
Projetos aprovados na CIMGC	102	4	4	13	13
Projetos aprovados com ressalvas na CIMGC	13	0	0	2	15
Projetos em revisão na CIMGC	14	0	0	0	0
Projetos submetidos para a próxima reunião da CIMGC	9	1	11	2	22
Total de Projetos na CIMGC	138	5	4	17	12

Fonte: www.mct.gov.br. Acesso em 13.11.06.

Como pode ser observado nos dados acima, dos 138 projetos na CIMGC, 4% referem-se à usinas hidrelétricas (UHEs) e 13% referem-se à pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

10. Indicação do conjunto de empreendimentos no longo prazo

Com a retomada do planejamento de maneira mais estruturada, houve manifestação do governo brasileiro em continuar com a opção hidrelétrica como fonte relevante na expansão do sistema.

Como dito anteriormente, considera-se a título de exercício de planejamento que, a indicação do MME em realizar estudos de Inventário, de Viabilidade, bem como de realizar estudos de avaliação ambiental integrada de bacias hidrelétricas, com o apoio do MMA, revela a intenção de priorização de determinadas bacias a serem exploradas nos próximos 25 anos. Tal intenção dirige-se a disponibilizar estudos que possam vir a ser viabilizados, segundo os critérios do modelo de regulação atual, num período variável de no mínimo 8 anos até o final do horizonte considerado.

Para o conjunto estratégico no Plano de Longo Prazo, não está incluído nessa primeira análise, os demais aproveitamentos da carteira de projetos de referência, indicativas para a expansão de curto prazo de que trata detalhadamente o Plano Decenal, com metodologia específica.

As bacias prioritárias poderiam compor um conjunto estratégico mínimo de regiões a serem desenvolvidas energeticamente. Essa seria uma indicação preliminar que, mesmo neste longo horizonte de maturação e considerando que os estudos ainda não foram iniciados, passariam por um processo de análise com base nos condicionantes sugeridos na seção 3 desse documento.

Entretanto, é importante que os empreendimentos hidrelétricos que forem desenvolvidos nos biomas Amazônia e Cerrado, onde se localiza a maior parte do potencial restante a aproveitar, atendam aos seguintes requisitos.

- integração efetiva dos aspectos socioambientais a partir dos estudos de inventário das bacias hidrográficas, procurando encontrar o equilíbrio entre a minimização dos impactos socioambientais e a utilização racional do potencial hidrelétrico disponível;
- integração na elaboração dos estudos socioambientais com os demais estudos de engenharia e planejamento;
- tratamento das áreas sensíveis aos impactos ambientais com soluções individualizadas e, quando for caso, com soluções específicas de engenharia;
- considerar as especificidades de ecossistemas e comunidades locais que são afetados pelas alterações da sua área de ocupação.

■ 10.1. Critérios socioambientais para consideração de projetos hidrelétricos no planejamento da expansão de longo prazo

Especificamente para a composição do conjunto de projetos a serem considerados na oferta de energia devem ser contemplados critérios socioambientais. Tais critérios foram aplicados sobre uma base adaptada do SIPOT – Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (ELETROBRÁS). Após localização dos empreendimentos com indicação da coordenada geográfica (relação adaptada, fornecida pela Diretoria de Estudos Econômicos e Energéticos da EPE – Base Eletrobrás / SIPOT de out/2006), procedeu-se à verificação das situações a seguir relacionadas:

Terras indígenas

- Identificação de interferência da UHE (e de seus reservatórios, quando existir a informação) com Terras Indígenas, independente do estágio do processo de demarcação;
- Identificação de proximidade com Terras Indígenas (até 10 km) para o caso de eventuais interferências com reservatórios (e não do ponto geográfico da usina).

Unidades de conservação

- Identificação de interferência da UHE (e de seus reservatórios, quando existir a informação) com Unidades de Conservação (UC) de Proteção Integral (Parques Nacionais, Reservas Biológicas, Estação Ecológica, Reserva Biológica, Reserva da Vida Silvestre e Reserva Ecológica). Não estão consideradas as UCs estaduais;
- Identificação de interferência da UHE com Unidades de Conservação de Uso Sustentável (Floresta Nacional, Área de Proteção Ambiental, Área de Relevante Interesse Ecológico e Reserva Extrativista). Não estão consideradas as UCs estaduais;

Essas informações são consideradas no horizonte da seguinte forma:

- no período de 2015 a 2020 podem ser escalonadas as usinas localizadas, preferencialmente, nas bacias hidrográficas consideradas prioritárias e sem as interferências acima indicadas;
- para o período de 2020 a 2025, entende-se que os condicionantes de viabilização de empreendimentos referentes à regulamentação do artigo 231 da Constituição Federal e a regulamentação da normatização ambiental já estejam equacionados permitindo que comecem a ser incluídas as usinas com proximidade a Terras Indígenas e em Unidades de Conservação de Uso Sustentável;
- para o período de 2025 a 2030, dá-se continuidade ao escalonamento iniciado no período anterior, complementando com as usinas com qualquer interferência com Terras Indígenas ou Unidades de Conservação, considerando-se que possam ocorrer alterações nos estudos para otimização dos projetos ou alterações nos requerimentos de regulação e legais.

Para as bacias prioritárias onde os estudos de inventário ainda não foram realizados foi estimado um percentual de aproveitamento considerando as interferências acima relacionadas. São estes:

- Bacia Hidrográfica do rio Aripuanã: adiamento de 30% do potencial para depois de 2025, principalmente devido à presença de terras indígenas em 25% da bacia;
- Bacia Hidrográfica do rio Sucunduri: adiamento de 15% para depois de 2020, devido à presença de UC de uso sustentável na porção mais alta da bacia e TI na porção mais baixa.

■ 10.2. Bacias prioritárias

Os Mapas e Tabelas a seguir apresentam esquematicamente o conjunto de bacias com estudos de Avaliação Ambiental Integrada e com Estudos de Inventário aprovados.

■ 10.2.1. Avaliação Ambiental Integrada (AAI)

A Avaliação Ambiental Integrada (AAI) de aproveitamentos hidrelétricos situados em bacias hidrográficas tem como objetivo avaliar a situação ambiental da bacia com os empreendimentos hidrelétricos implantados e os potenciais barramentos, considerando seus efeitos cumulativos e sinérgicos sobre os recursos naturais e as populações humanas, e os usos atuais e potenciais dos recursos hídricos no horizonte atual e

futuro de planejamento. A AAI leva em conta a necessidade de compatibilizar a geração de energia com a conservação da biodiversidade e manutenção dos fluxos gênicos, e sociodiversidade e a tendência de desenvolvimento socioeconômico da bacia, a luz da legislação e dos compromissos internacionais assumidos pelo governo federal (<http://epe.gov.br/Lists/MeioAmbiente/MeioAmbiente.aspx>). Dentre os objetivos desse instrumento, destacam-se:

- o desenvolvimento de indicadores de sustentabilidade da bacia;
- delimitação das áreas de fragilidade ambiental e de conflitos;
- determinação das potencialidades relacionadas aos aproveitamentos;
- identificação de diretrizes ambientais para a concepção de novos projetos de geração de energia elétrica.

A Figura 4 e a Tabela 19 apresentam os Estudos de AAI licitados no ano de 2005 e a licitar em 2006.

Figura 4 – Estudos de avaliação ambiental integrada – licitados em 2005 e a licitar em 2006

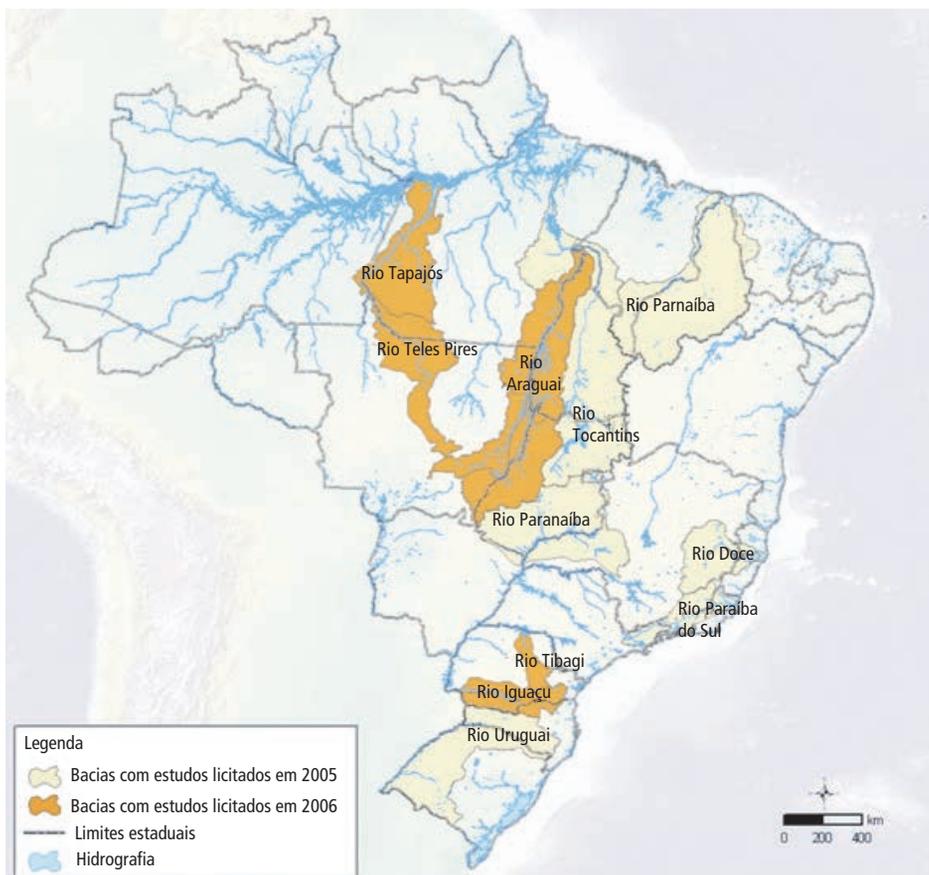


Tabela 19 – Estudos de avaliação ambiental integrada – licitados em 2005 e a licitar em 2006

Bacia	Potencial hidrelétrico (MW)	Estágio dos estudos	Áreas dos reservatórios na bacia – km ²	Observações
Uruguai	9132 ⁽¹⁾	Inventário Viabilidade Proj. Básico Construção	-	Se retirados os projetos bi-nacionais com inventário realizado (Roncador; Garabi e São Pedro), o potencial seria de 4807 MW. Existem 05 UHE em operação com potencia instalada de 3403 MW.
Parnaíba	817 ⁽²⁾	Inventário Viabilidade	1065 ⁽²⁾	A bacia só conta com uma UHE em operação (Boa Esperança, com 225 MW, 363 km ²)
Tocantins e formadores	7868 ⁽³⁾	Inventário Viabilidade Proj. Básico Construção	-	A bacia já conta com 11464 MW já instalados nas 5 UHE em operação
Paranaíba	2914 ⁽⁴⁾	Inventário Viabilidade Proj. Básico Construção	-	A bacia conta com um potencial remanescente de cerca de 2330 MW. Atualmente, existem 7000 MW instalados em empreendimentos já em operação (12).
Doce	2850 ⁽⁵⁾	Inventário Viabilidade Proj. Básico Construção	-	Na bacia já existem 5 UHE em operação, com uma potencia instalada de 563 MW.
Paraíba do Sul	1300 ⁽⁶⁾	Inventário Viabilidade Proj. Básico Construção	-	Na bacia já existem 5 UHE em operação, com uma potencia instalada de 7133 MW.
Teles Pires	3700 ⁽⁷⁾	Inventário	748 ⁽⁷⁾	-
Tapajós	14230 ⁽⁸⁾	-	-	-
Araguaia	3086 ⁽⁹⁾	Inventário Viabilidade Proj. Básico	-	-
Tibagi	1290 ⁽¹⁰⁾	Inventário	275 ⁽¹⁰⁾	-
Iguaçu	2015 ⁽¹¹⁾	Inventário Viabilidade Proj. Básico	199 ⁽¹¹⁾	Esta bacia já conta com grande parte de seu potencial já explorado.
Total	49202			

Fonte:

- (1) Informações obtidas nos estudos preliminares da Avaliação Ambiental Integrada dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia hidrográfica do Rio Uruguai, Setembro/2006.
- (2) Avaliação Ambiental Integrada dos aproveitamentos hidrelétricos na bacia do Rio Parnaíba: Cap.1 – Aspectos Gerais da Bacia Hidrográfica do Rio Parnaíba, pg. 10.
- (3) Informações obtidas nos estudos preliminares da Avaliação Ambiental Integrada dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia hidrográfica do Rio Tocantins, Setembro/2006.
- (4) Informações obtidas nos estudos preliminares da Avaliação Ambiental Integrada dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia hidrográfica do Rio Paranaíba, Setembro/2006.
- (5) Informações obtidas nos estudos preliminares da Avaliação Ambiental Integrada dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia hidrográfica do Rio Doce, Setembro/2006.
- (6) Informações obtidas nos estudos preliminares da Avaliação ambiental Integrada dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia hidrográfica do Rio Paraíba do Sul, Setembro/2006.
- (7) Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Teles Pires. Eletronorte / FURNAS / Eletrobrás / MME, Outubro/2005.
- (8) Nota Técnica – Proposta de Estudos de Inventário das Bacias Hidrográficas da Amazônia e de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos, SPDE/MME, Novembro 2005.
- (9) Informações obtidas nos estudos preliminares da Avaliação ambiental Integrada dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia hidrográfica do Rio Araguaia, Setembro/2006.
- (10) Termo de Referência da Avaliação Ambiental Integrada – AAI dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia hidrográfica do Rio Tibagi, pg. 9.
- (11) SIPOT/Eletronorte – 2005.
- (12) Termo de Referência da Avaliação Ambiental Integrada – AAI dos aproveitamentos hidrelétricos na bacia hidrográfica do Rio Paranaíba, pg. 9 (www.epe.gov.br/MeioAmbiente.html).

Na bacia do Teles Pires, existem seis empreendimentos com inventário aprovado. Contudo, quatro destes estão localizados em áreas prioritárias para a conservação da biodiversidade, conforme definidas pelo MMA, em 2000.

Segundo a Nota Técnica da SPDE/MME (Nov/2005), a Eletronorte e Camargo Corrêa devem apresentar um relatório conjunto até o final de 2006, com maiores informações sobre suas áreas de estudo no Rio Tapajós (a partir da confluência dos rios Juruena e do Teles Pires).

■ 10.2.2. Estudos de inventário

É a etapa em que se determina o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica e se estabelece a melhor divisão de queda, mediante a identificação do conjunto de aproveitamentos que propiciem um máximo de energia ao menor custo, aliado a um mínimo de efeitos negativos sobre o meio ambiente.

Essa análise é efetuada a partir de dados secundários, complementados com informações de campo, e pautada em estudos básicos (hidrometeorológicos, energéticos, geológicos, ambientais de outros usos da água), apresentando um conjunto de aproveitamentos, suas principais características, estimativas de custo, índices custos-benefícios e índices ambientais (ELETROBRÁS, 1997).

A Figura 5 e a Tabela 20 apresentam os novos Estudos de Inventário que estão sendo realizados.

Figura 5 – Novos estudos de inventário.



Tabela 20 - Novos estudos de inventário

Bacias	Estágio dos estudos	Potência (MW)	Área total inundada (km ²)	Interferências
RIO BRANCO	Inventário, Viabilidade	2.000 ⁽¹⁾	893 ⁽²⁾	APCB; TI
RIO TROMBETAS	Inventário / Viabilidade Projeto Básico	3.000 ⁽¹⁾	5630 ⁽²⁾	APCB; TI; INCRA; UCN de proteção integral.
RIO ARIPUANÃ	Projeto Básico	3.000 ⁽¹⁾	4 ⁽²⁾	APCB;
RIO JARI	Inventário, Viabilidade Construção	1.100 ⁽¹⁾	260 ⁽²⁾	APCB; INCRA;
RIO SUCUNDURI	-	660 ⁽¹⁾	-	-
RIO JURUENA	Inventário Viabilidade Projeto Básico	5.000 ⁽¹⁾	750 ⁽²⁾	APCB; TI
Total		14.760		

Legenda: APCB = Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade; TI = Terras Indígenas; UCN = Unidade de Conservação da Natureza; e INCRA = Assentamentos do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária.

Fonte: (1) Nota Técnica - Proposta de Estudos de Inventário das Bacias Hidrográficas da Amazônia e de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos, SPDE/MME, Novembro 2005; e (2) SIPOT/Eletróbrás, 2005.

Na bacia do Rio Branco (Figura 6), existem quatro empreendimentos com estudos de inventário (quase todos realizados na década de 70) e três com estudo de viabilidade (décadas de 70 e 90). Seis empreendimentos estão localizados em APCB (bioma Amazônia), e em terras indígenas (TI Ananás).

Já na bacia do Rio Trombetas (Figura 7) são doze empreendimentos com estudos de inventário, realizados na década de 80, um com projeto básico e um com estudo de viabilidade, também da década de 80. Estes empreendimentos encontram-se em APCB (bioma Amazônia), estando dois inseridos em terras indígenas (TI Nnhamunda/Mapuera; Zoé), dois dentro de áreas de assentamento do INCRA e dois dentro do raio de 10km da zona de amortecimento da Unidade de Conservação RB do Rio Trombetas. Na bacia do Rio Aripuanã (Figura 8), existem dois empreendimentos com projeto básico realizado em 2000-1 (Dardanelos II e Faxinal II) inseridos em APCB (bioma Amazônia). Nesta bacia, existem ainda outros quatro empreendimentos de pequeno porte (<30 MW). Na bacia do Jarí (Figura 9), existe um empreendimento em construção - Santo Antônio do Jari - empreendimento localizado em APCB (bioma Amazônia) e 01 com estudo de viabilidade (década de 80), também inserido em APCB (bioma Amazônia). A bacia do Rio Sucunduri (Figura 10) não possui nenhum empreendimento estudado a nível de inventário. Na bacia do Juruena (Figura 11) existem seis empreendimentos com estudos de inventários; quatro com projeto básico e dois com estudo de viabilidade. Nesta bacia existe 01 empreendimento localizado em APCB (bioma Amazônia) e três em área de terras indígenas (TI Jaipura; Apiaka/Kayabi; Ponte de Pedra); Além dos empreendimentos mencionados, existem outros de pequeno porte (<30 MW) localizados nesta bacia.

Figura 6 – Bacia hidrográfica do rio Branco



Figura 7 – Bacia hidrográfica do rio Trombetas

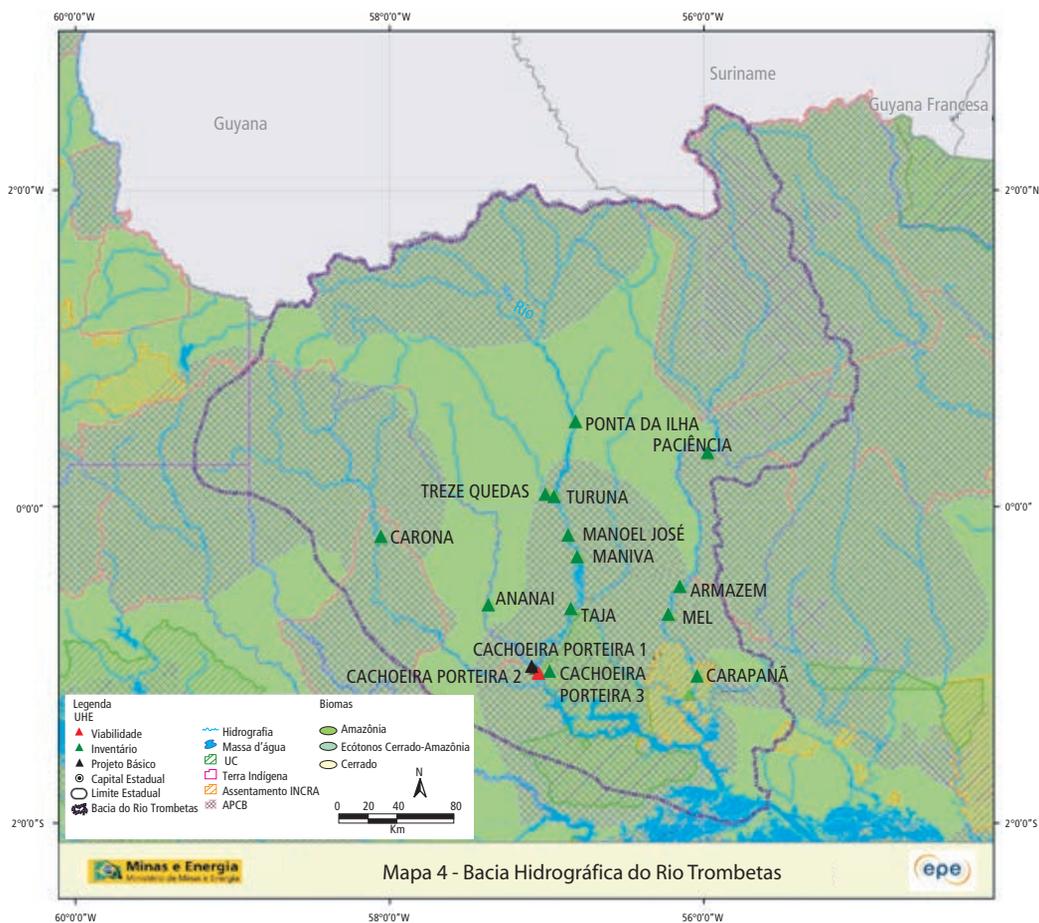


Figura 8 – Bacia hidrográfica do rio Aripuanã

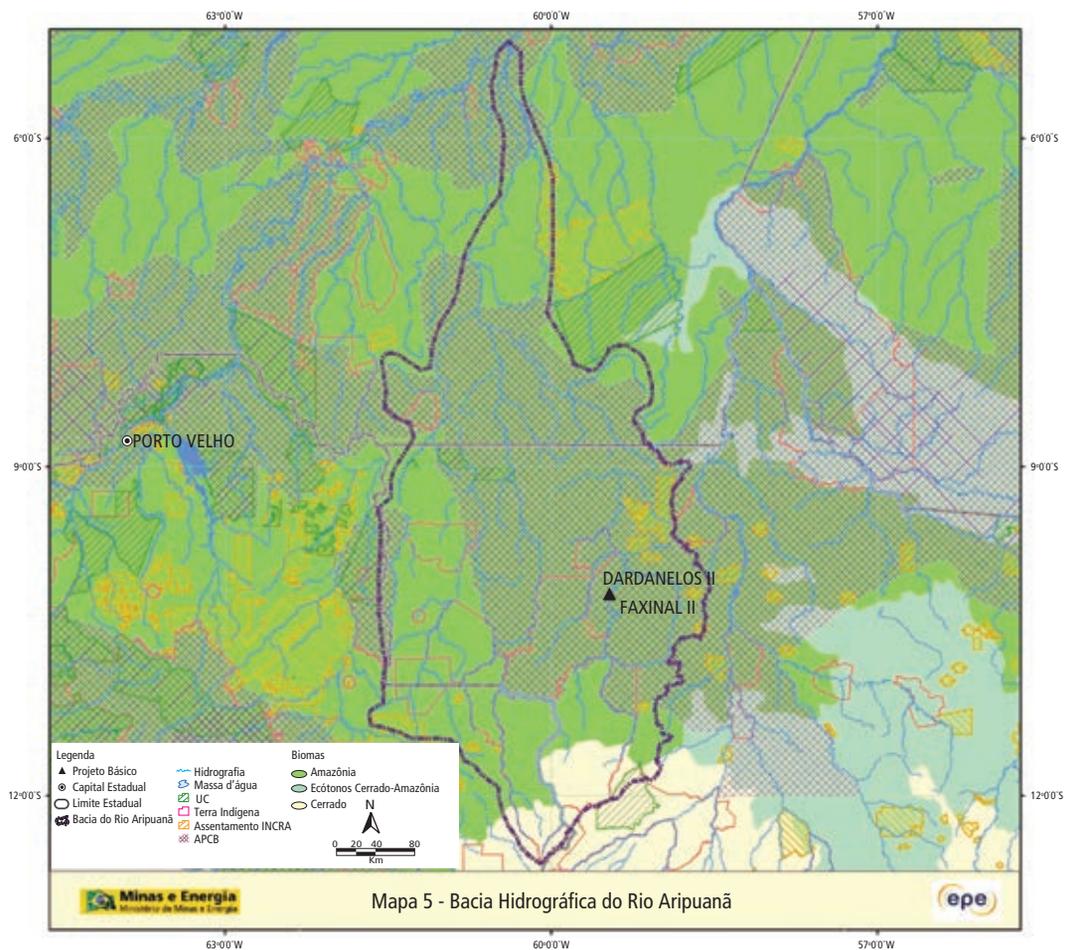


Figura 9 – Bacia hidrográfica do rio Jari

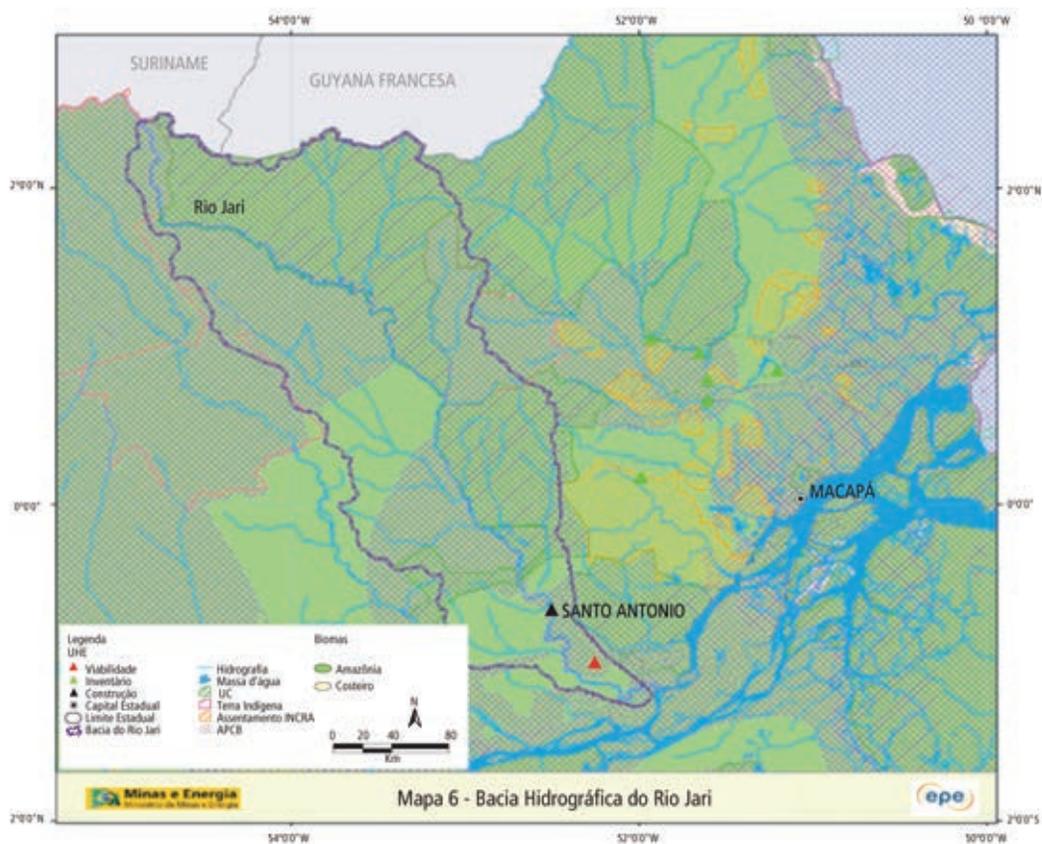


Figura 10 – Bacia hidrográfica do rio Sucunduri

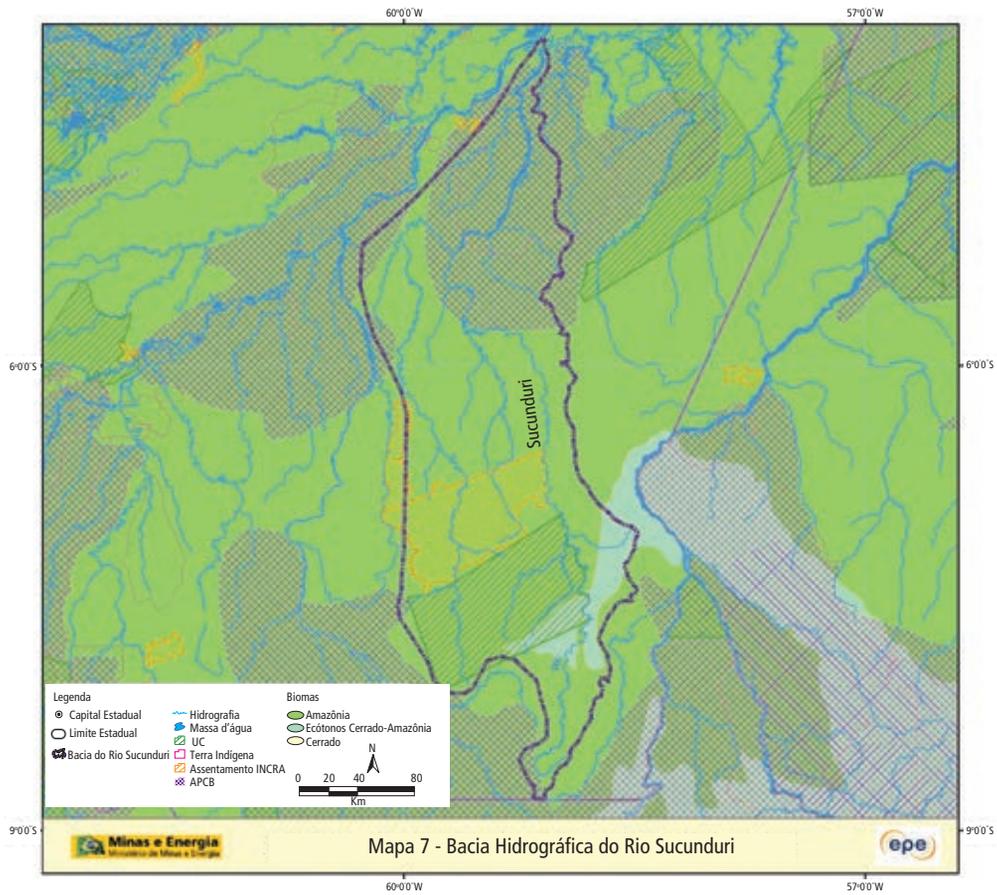
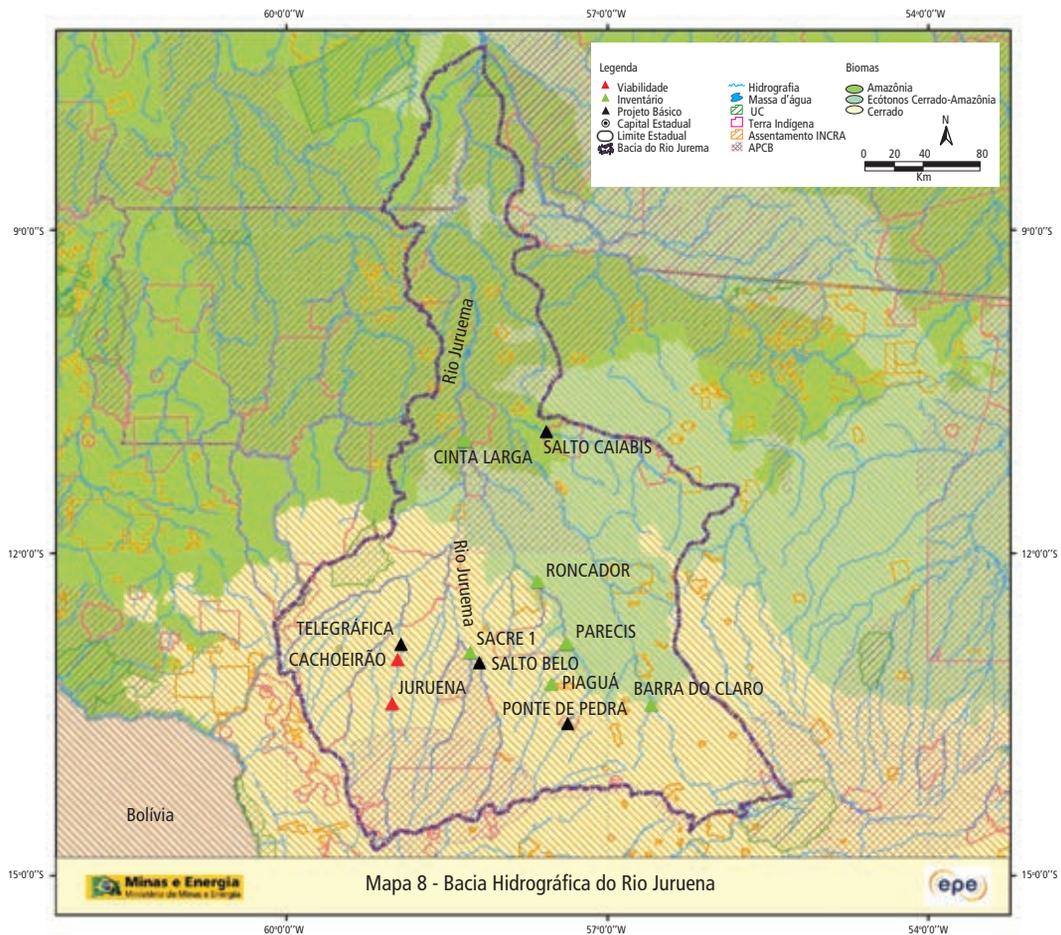


Figura 11 – Bacia hidrográfica do rio Juruena



11. Considerações finais

A seguir são apresentadas as considerações finais a respeito dos impactos socioambientais da geração hidrelétrica:

- a geração de energia a partir de fontes hidráulicas foi um dos esteios do desenvolvimento do Brasil no século passado e sua importância continua sendo muito grande. É possível afirmar que, para os próximos anos, o seu papel continuará sendo fundamental. É de se esperar que, mesmo com a provável diversificação da matriz energética brasileira, a energia hidrelétrica continue sendo preponderante;
- o potencial hidrelétrico brasileiro situa-se ao redor de 260 GW, porém apenas 68% desse potencial foi inventariado. Dentre as bacias com maior potencial destacam-se as do Amazonas, Paraná e Tocantins;
- para a expansão hidrelétrica, devem ser observados e atendidos os condicionantes relativos aos acordos internacionais, aos aspectos legais e às ações para a viabilização dos empreendimentos (política energética, regulamentação setorial, requisitos legais e melhores práticas socioambientais);
- algumas características extremamente positivas são a reduzida emissão de gases de efeito estufa (GEE),

baixo custo operacional e ser oriunda de fonte renovável;

- seus principais impactos estão associados à formação dos reservatórios com conseqüente inundação permanente de áreas, provocando remanejamento involuntário das comunidades, além de perda ou modificação da biodiversidade (fauna e flora);
- dentre os benefícios socioambientais associados, podem citar alta eficiência energética, longa vida útil da usina, geração de empregos e pagamento de tributos, e os fatores de não consumir recursos naturais e não produzir resíduos perigosos;
- as estimativas de emissões de gases de efeito estufa por reservatórios ainda apresentam dificuldades metodológicas. Porém, essas emissões podem ser reduzidas evitando a baixa densidade de potência na escolha dos reservatórios (W/m^2) e desmatando o reservatório antes da inundação;
- os projetos hidrelétricos podem se beneficiar do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo preconizado pelo Protocolo de Quioto. Existem alguns projetos de usinas hidrelétricas e de pequenas centrais hidrelétricas na Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC);
- as bacias objeto de Estudos de Inventário, de Viabilidade e de Avaliação Ambiental Integrada apresentadas nesse documento fazem parte do conjunto prioritário de empreendimentos a serem explorados no longo prazo.

12. Referências bibliográficas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, **Atlas de Energia Elétrica, 2ª edição**, 2005. Disponível em http://www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/index.html.

BERMANN, C., **Proyecto Cono Sur Sustentable: Propuestas de Políticas Energéticas Sustentables para el Cono Sur**, Cordinación: Célio Bermann, <http://www.riosvivos.org.br/arquivos/511814105.pdf>, 2002.

BERMANN, C., **“Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental”**, WWF-Brasil, 2004.

BLUM, H. **“Uma Abordagem Multicritério para Avaliação da Contribuição de uma Política Energética para o Desenvolvimento Sustentável”**. Anais do XI CBE, Rio de Janeiro, Agosto de 2006.

CAMARGO, A.S.G., **Indicadores de Sustentabilidade na Geração de Energia Elétrica**, Monografia, CEFET-PR, 2003.

CAMARGO, A.S.G., **Análise da Operação das Usinas Eólicas de Camelinho e Palmas e Avaliação do Potencial Eólico de Localidades no Paraná**, Dissertação de Mestrado. CEFET-PR, 2005.

CENTRO DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS - CERPCH, <http://www.cerpch.efei.br>, EFEI, Itajubá, MG, 2000.

CHEHEBE, J.R., **A Análise do Ciclo de Vida de Produtos**, Ferramenta gerencial da ISSO 14000, RJ, Qualitymark, 1998.

COMASE, Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro, **Referencial para Orçamento dos Programas Sócio-Ambientais**, Vol. 1 – Usinas Hidrelétricas, 1994.

COPPE/MCT. Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Relatórios de Referência. 2006.

CRAIG, J.R.; VAUGHAN, D.J.; SKINNER, B.J.; **Resources of the Earth: Origin, Use and Environmental Impact**, 3rd ed., New Jersey: Prentice Hall Inc., EUA, 2001.

DOS SANTOS, E.O. Contabilização das Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa de Hidrelétricas: uma Análise Comparativa entre Ambientes Naturais e Reservatórios Hidrelétricos. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ, 2006.

ELETOBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras. **Manual de Inventário Hidrelétrico**, 1997.

ELETOBRÁS/ANEEL. Diretrizes para Elaboração de Projeto Básico de Usinas Hidrelétricas, 1999.

ELETOBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras. Efeito Estufa – Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros, 2000

EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO - EMAE, <http://www.emaecom.br>, São Paulo, SP, 2001.

EPE. Relatório de Indicadores de Sustentabilidade de Usinas Hidrelétricas, 2005.

EPE/MME. Balanço Energético Nacional – Resultados Preliminares, ano base 2005, 2006. Disponível em www.epe.gov.br.

ExternE - Externalities of Energy. Methodology 2005 Update. Edited by Peter Bickel and Rainer Friedrich. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung . IER Universität Stuttgart, Germany. 2005.

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS - FURNAS, **Parque Gerador**, <http://www.furnas.com.br/portug/institucional/sistema.htm>, 2005.

FURTADO, R. C., The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil, Tese de Doutorado, Imperial Collage, Universidade de Londres, Londres, UK, 1996.

GAGNON, L.; BELANGER, C.; UCHIYAMA, Y.; **Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001**. Energy Policy, <http://www.elsevier.com/locate/enpol>, 2002.

<http://epe.gov.br/Lists/MeioAmbiente/MeioAmbiente.aspx>, acesso em 06.11.06.

HYDRO-QUÉBEC, **Hydro-Québec Environmental Report 2002**, <http://www.hydroquebec.com/environment>, 2002.

IEA/OECD. Indicators for Sustainable Energy Development. International Atomic Energy Agency, Vienna, 2005.

IHA – INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION, **The Role of Hydropower in the Sustainable Development**, London, 2003.

ITAIPU BINACIONAL – ITAIPU. Disponível em <http://www.itaipu.gov.br>. Acesso em out/2006.

MINGACHO, P.C. ; PORTELLA, M.M. ; PINHEIRO, M.D., **Tipologia dos Impactos Ambientais Associados às Fontes de Energias Renováveis**, <http://www.meteo.ist.utl.pt/~jjdd/LEAMB>, Portugal, 2003.

MÜLLER, A.C., **Hidrelétricas – Meio Ambiente e Desenvolvimento**, Makron Books, SP, 1995.

RAMAGE, J., **Hydroelectricity**. In: **BOYLE, G. (Ed.). Renewable Energy: power for a sustainable future**, Oxford: Oxford University Press, 1996.

RIBEIRO, M.A., **Ecologizar – Pensando o Ambiente Humano**, disponível em <http://www.ecologizar.com.br>, 2003.

ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S. V.; ROTHMAN, H. Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira. Editora Unicamp, 2005.

Status atual das atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil e no mundo. Disponível em www.mct.gov.br/upd-blob/10434.pdf. Acesso em 06.11.06.

TVA - TENNESSEE VALLEY ASSOCIATION, **TVA Environmental Report: Reservoir Ratings**, <http://www.tva.gov/environment/ecohealth/>, 2003.

UNDP – UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAM, **World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability**. <http://www.undp.org/seed/eap/activities/wea/drafts-frame.html>, 2000.

UNFCCC/CCNUMC - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas Relatório do Comitê Executivo (EB 23), Anexo 5. Disponível em <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/index.html>.

ANEXO – Síntese dos principais condicionantes legais referentes à hidreletricidade

A Constituição Federal trata o potencial de energia hidráulica como um bem da União, assegurando, nos termos da lei, aos demais entes (Estados, Distrito Federal e Municípios) a participação no resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, ou compensação financeira por essa exploração.

Compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Em relação à competência legislativa, cabe à União privativamente elaborar leis referentes a águas e energia, sendo permitida, apenas por lei complementar, a autorização dos Estados para legislar sobre questões específicas das matérias relacionadas no artigo 22 da Constituição Federal.

Cabe também à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, o registro, o acompanhamento e a fiscalização das concessões de direitos de pesquisa e exploração de recursos hídricos em seus territórios. Dessa forma, independentemente de a concessão do serviço público de geração de energia hidrelétrica ser competência da União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios devem fiscalizar esta atividade no âmbito dos seus territórios. Esta matéria ainda não foi disciplinada.

De acordo com o artigo 176 da Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, seguindo o disposto também no artigo 20 que estabelece os bens da União.

A limitação para exploração do potencial hidráulico está prevista no §1º do artigo 176 quando estabelece que a exploração somente poderá ocorrer:

- mediante autorização ou concessão da União, que não podem ser transferidas ou cedidas, total ou parcialmente, sem prévia anuência do Poder Concedente;
- por brasileiros ou empresas constituídas por lei brasileiras, com sede e administração no País;
- seguindo condições específicas quando esta atividade se desenvolver em faixa de fronteira ou Terras Indígenas.

Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida, sendo que a Constituição não define o conceito de “aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida”.

No que se refere à competência comum da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, podem ser destacados a proteção do meio ambiente e o combate à poluição em qualquer de suas formas, incluindo a preservação dos recursos hídricos, fator diretamente relacionado à produção de energia hidrelétrica.

Também se aplica aos empreendimentos hidrelétricos, as restrições e normas referentes ao meio ambiente, principalmente quando se trata da necessidade de elaboração de estudo prévio de impacto ambiental para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, conforme disposto no art. 225 da Constituição Federal.

A instalação de empreendimentos hidrelétricos também deve observar a criação, por parte do Poder Público, de espaços territoriais especialmente protegidos, pois o inciso III do citado artigo impede qualquer utilização que comprometa a integridade dos atributos que justifiquem a proteção daquele espaço criado,

somente sendo permitida a alteração desta área por meio de lei.

Outro dispositivo constitucional que deve ser considerado no momento em que se planeja a implantação de um empreendimento hidrelétrico é o artigo 231 que trata do reconhecimento dos direitos originários dos índios sobre as terras tradicionalmente ocupadas, competindo à União demarcá-las, proteger e fazer respeitar todos os seus bens.

Segundo este artigo, o aproveitamento dos recursos hídricos, incluídos os potenciais energéticos, a pesquisa e a lavra das riquezas minerais em terras indígenas só podem ser efetivados com autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades afetadas, ficando-lhes assegurada participação nos resultados da lavra, na forma da lei.

Essas terras correspondem ao local por eles habitado em caráter permanente, utilizado para suas atividades produtivas, imprescindível à preservação dos recursos ambientais necessários a seu bem-estar e necessário a sua reprodução física e cultural, segundo seus usos, costumes e tradições.

Em virtude de a Constituição assegurar a posse permanente dessas terras aos índios, cabendo-lhes o usufruto exclusivo das riquezas do solo, dos rios e dos lagos nelas existentes, o aproveitamento de recursos hídricos, incluídos os potenciais energéticos, nessas terras somente podem ser efetivados com autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades afetadas. Esse artigo constitucional que também estabelece exceções com relação às ações de interesse nacional, indica a necessidade de regulamentação por documento legal específico, fato não consolidado até o momento, sendo, portanto, matéria não regulamentada e detalhada a ponto de permitir sua aplicação com maior grau de objetividade e menor espaço para contestações ou interpretações diferenciadas na defesa dos direitos indígenas e da exploração dos potenciais hidráulicos.

Como afirmado anteriormente, visando a proteção do meio ambiente, a Constituição Federal exige a elaboração de estudo prévio de impacto ambiental para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, incluindo a implantação de usinas hidrelétricas.

A Lei 6.938, de 31 de agosto de 1981, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, estabeleceu, dentre os seus instrumentos, o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras.

No seu artigo 10, a Lei afirma que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento de órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, em caráter supletivo, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.

A competência originária do IBAMA para conduzir o licenciamento ambiental, previsto no caput do art. 10, ocorre no caso de a atividade ou obra apresentar duas características essenciais: ser considerada de significativo impacto ambiental e de âmbito nacional ou regional.

O artigo 19 do Decreto 99.274, de 06 de junho de 1990, afirma que o Poder Público, no exercício de sua competência de controle, expedirá as seguintes licenças:

- Licença Prévia (LP), na fase preliminar do planejamento de atividade, contendo requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação, observados os planos municipais, estaduais ou federais de uso do solo;

- Licença de Instalação (LI), autorizando o início da implantação, de acordo com as especificações constantes do Projeto Executivo aprovado; e
- Licença de Operação (LO), autorizando, após as verificações necessárias, o início da atividade licenciada e o funcionamento de seus equipamentos de controle de poluição, de acordo com o previsto nas Licenças Prévia e de Instalação.

A implantação de uma usina hidrelétrica passa pelas três fases do licenciamento ambiental. Os prazos para a concessão das licenças serão fixados pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA, observada a natureza técnica da atividade.

O IBAMA somente poderá expedir as respectivas licenças para atividades cuja competência é federal, após considerar o exame técnico procedido pelos órgãos estaduais e municipais de controle da poluição, importante ressaltar a não vinculação da decisão do IBAMA quanto à concessão ou não da licença ao parecer emitido pelos órgãos ambientais estaduais.

Os prazos para a concessão das licenças serão fixados pelo CONAMA, observada a natureza técnica da atividade. Não há norma específica do CONAMA para os prazos das licenças concedidas para empreendimentos hidrelétricos. Dessa forma, o licenciamento desses empreendimentos segue o disposto na Resolução CONAMA 237 em relação aos prazos mínimos de validade das licenças.

O artigo 18 da Resolução CONAMA 237/1997 estabelece que o órgão ambiental competente fixará os prazos de validade de cada tipo de licença, especificando-os no respectivo documento, levando em consideração os seguintes aspectos:

I - O prazo de validade da Licença Prévia (LP) deverá ser, no mínimo, o estabelecido pelo cronograma de elaboração dos planos, programas e projetos relativos ao empreendimento ou atividade, não podendo ser superior a 5 (cinco) anos.

II - O prazo de validade da Licença de Instalação (LI) deverá ser, no mínimo, o estabelecido pelo cronograma de instalação do empreendimento ou atividade, não podendo ser superior a 6 (seis) anos.

III - O prazo de validade da Licença de Operação (LO) deverá considerar os planos de controle ambiental e será de, no mínimo, 4 (quatro) anos e, no máximo, 10 (dez) anos.

§ 1º - A Licença Prévia (LP) e a Licença de Instalação (LI) poderão ter os prazos de validade prorrogados, desde que não ultrapassem os prazos máximos estabelecidos nos incisos I e II

§ 2º - O órgão ambiental competente poderá estabelecer prazos de validade específicos para a Licença de Operação (LO) de empreendimentos ou atividades que, por sua natureza e peculiaridades, estejam sujeitos a encerramento ou modificação em prazos inferiores.

§ 3º - Na renovação da Licença de Operação (LO) de uma atividade ou empreendimento, o órgão ambiental competente poderá, mediante decisão motivada, aumentar ou diminuir o seu prazo de validade, após avaliação do desempenho ambiental da atividade ou empreendimento no período de vigência anterior, respeitados os limites estabelecidos no inciso III.

§ 4º - A renovação da Licença de Operação (LO) de uma atividade ou empreendimento deverá ser requerida com antecedência mínima de 120 (cento e vinte) dias da expiração de seu prazo de validade, fixado na respectiva licença, ficando este automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente.

Cabe ao órgão ambiental competente estabelecer prazos de análise diferenciados para cada modalidade

de licença (LP, LI e LO), em função das peculiaridades da atividade ou empreendimento, bem como para a formulação de exigências complementares, desde que observado o prazo máximo de 6 (seis) meses a contar do ato de protocolar o requerimento até seu deferimento ou indeferimento, ressalvados os casos em que houver EIA/RIMA e/ou audiência pública, quando o prazo será de até 12 (doze) meses.

Em relação ao licenciamento de usinas hidrelétricas, o prazo de análise do órgão ambiental normalmente é de 12 meses, uma vez que tal atividade é considerada de significativo impacto e, portanto prescinde da realização de EIA/RIMA. Em relação às outras fontes de geração de energia, o prazo do licenciamento é um diferencial importante. A prática demonstra que os órgãos ambientais vêm exigindo estudos mais simplificados para a instalação de usinas termelétricas, ao invés de EIA/RIMA. Neste caso, o prazo para a análise do estudo é menor, propiciando a emissão de licenças com maior rapidez.

Sendo a água a fonte de geração de energia analisada, outra competência da União diretamente relacionada à exploração de recursos hídricos para a geração de energia elétrica, é a instituição do sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e a definição dos critérios de outorga de direitos de seu uso. Neste sentido, temos a publicação da Lei 9.433/1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e a Lei 9.984/2000, que criou a Agência Nacional de Águas, entidade federal responsável pela implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e pela coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

O direito de uso do recurso hídrico para o aproveitamento do potencial hidrelétrico está sujeito à outorga pelo Poder Público, de acordo com o artigo 12 da Lei 9.433/1997, uma vez que tal uso altera o regime, a quantidade e a qualidade da água existente em um corpo de água.

A outorga e a utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica deverão estar subordinadas ao Plano Nacional de Recursos Hídricos, aprovado na forma do disposto no inciso VIII do art. 35 desta Lei, obedecida a disciplina da legislação setorial específica.

Em razão do princípio que norteia a Política Nacional de Recursos Hídricos, qual seja, o uso múltiplo da água, toda outorga deverá observar as prioridades estabelecidas no Plano, respeitando a classe em que o corpo de água estiver enquadrado e a manutenção de condições adequadas ao transporte aquaviário. Neste sentido, torna-se obrigação, no momento da instalação de uma usina hidrelétrica, a previsão de eclusas em locais onde o empreendimento alterará a navegabilidade do rio.

A Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, estabelece que as concessões de serviços públicos e de obras públicas e as permissões de serviços públicos reger-se-ão pelos termos do art. 175 da Constituição Federal, por esta Lei, pelas normas legais pertinentes e pelas cláusulas dos indispensáveis contratos.

A Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, estabelece, no seu art. 5º, que são objeto de concessão, mediante licitação:

I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinados a execução de serviço público;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados à produção independente de energia elétrica;

III - de uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

Nas licitações previstas neste e no artigo seguinte, o poder concedente deverá especificar as finalidades do aproveitamento ou da implantação das usinas.

Nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do “aproveitamento ótimo” pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básico e executivo.

Considera-se “aproveitamento ótimo”, todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d’água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica. Este aproveitamento ótimo é definido a partir dos Estudos de Inventário de uma determinada bacia hidrográfica. Tais estudos devem ser aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Vale ressaltar que cabe à ANEEL, **declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação** ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações de concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica, de acordo com o art. 10 da Lei 9.074/1995, redação dada pela Lei 9.648/1998.

O Decreto 95.733, de 12 de fevereiro de 1988, que dispõe sobre a inclusão, no orçamento dos projetos e obras federais, de recursos destinados a prevenir ou corrigir os prejuízos de natureza ambiental, cultural e social decorrente da execução desses projetos e obras, estabelece que, no planejamento de projetos e obras, de médio e grande porte, executados total ou parcialmente com recursos federais, serão considerados os efeitos de caráter ambiental, cultural e social, que esses empreendimentos possam causar ao meio.

Identificados efeitos negativos de natureza ambiental, cultural e social, os órgãos e entidades federais incluirão, no orçamento de cada projeto ou obra, dotações correspondentes, no mínimo, a 1 % (um por cento) do mesmo orçamento destinadas à prevenção ou à correção desses efeitos.

Os recursos, destinados à prevenção ou correção do impacto negativo causado pela execução dos referidos projetos e obras, serão repassados aos órgãos ou entidades públicas responsáveis pela execução das medidas preventivas ou corretivas, quando não afeta ao responsável pelo projeto ou obra.

Dentre as atribuições da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, instituída pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, está a promoção, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, dos procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos, bem como a promoção de processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado.

Dessa forma, o serviço público de geração de energia elétrica tem sua execução repassada para os agentes interessados, cabendo a fiscalização e regulação permanente da prestação dos serviços concedidos, permitidos e autorizados, neste caso, à ANEEL.

As licitações para exploração de potenciais hidráulicos serão processadas nas modalidades de concorrência ou de leilão e as concessões serão outorgadas a título oneroso. No caso de leilão, somente poderão oferecer proposta os interessados pré-qualificados, conforme definido no procedimento correspondente.

Também incide sobre a implantação de usinas hidrelétricas, as leis e decretos que versam sobre recursos hídricos, dentre estes, a Lei 9.984, de 17 de julho de 2000, que criou a Agência Nacional de Águas - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema

Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

Cabe à ANA outorgar, por intermédio de autorização, o direito de uso de recursos hídricos em corpos de água de domínio da União, e fiscalizar os usos de recursos hídricos nos corpos de água de domínio da União, incluindo a geração de energia elétrica.

Caso a usina hidrelétrica seja instalada em uma bacia hidrográfica, onde a ANA tenha implementado, em articulação com o Comitê de Bacia Hidrográfica, a cobrança pelo uso de recursos hídricos de domínio da União, esta passará a pagar pelo uso da água para fins de geração de energia.

A ANA definirá e fiscalizará as condições de operação de reservatórios por agentes públicos e privados, visando a garantir o uso múltiplo dos recursos hídricos, conforme estabelecido nos planos de recursos hídricos das respectivas bacias hidrográficas. Esta definição será efetuada em articulação com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

As outorgas de direito de uso de recursos hídricos para concessionárias e autorizadas de serviços públicos e de geração de energia hidrelétrica vigorarão por prazos coincidentes com os dos correspondentes contratos de concessão ou atos administrativos de autorização.

Para licitar a concessão ou autorizar o uso de potencial de energia hidráulica em corpo de água de domínio da União, a ANEEL deverá promover, junto à ANA, a prévia obtenção de declaração de reserva de disponibilidade hídrica. Quando o potencial hidráulico localizar-se em corpo de água de domínio dos Estados ou do Distrito Federal, a declaração de reserva de disponibilidade hídrica será obtida em articulação com a respectiva entidade gestora de recursos hídricos.

A declaração de reserva de disponibilidade hídrica será transformada automaticamente, pelo respectivo poder outorgante, em outorga de direito de uso de recursos hídricos à instituição ou empresa que receber da ANEEL a concessão ou a autorização de uso do potencial de energia hidráulica.

A Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, alterou a Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989, no que se refere à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, fato que interfere diretamente na atividade de geração de energia elétrica.

O artigo 17 da antiga lei passou a vigorar com a seguinte redação: a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos de que trata a Lei no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, será de seis inteiros e setenta e cinco centésimos por cento (6,75%) sobre o valor da energia elétrica produzida, a ser paga por titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujos territórios se localizarem instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios, e a órgãos da administração direta da União.

A distribuição do recurso foi definida da seguinte forma:

- **6% (seis por cento)** do valor da energia produzida serão distribuídos entre os Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União, nos termos do art. 1o da Lei no 8.001, de 13 de março de 1990, com a redação dada por esta Lei;

- **0,75% (setenta e cinco centésimos por cento)** do valor da energia produzida serão destinados ao Ministério do Meio Ambiente, para aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, nos termos do art. 22 da Lei no 9.433, de 8 de janeiro de 1997, e do disposto nesta Lei. Esta parcela constitui pagamento pelo uso de recursos hídricos e será aplicada nos termos do art. 22 da Lei no 9.433, de 1997.

O artigo 5º da Lei 7.990/1989 estabelece que: quando o aproveitamento do potencial hidráulico atingir mais de um Estado ou Município, a distribuição dos percentuais referidos nesta Lei será feita proporcionalmente, levando-se em consideração as áreas inundadas e outros parâmetros de interesse público regional ou local.

O artigo 1º da Lei 8.001, de 13 de março de 1990, com a redação dada pela Lei no 9.433/1997, passou a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º - A distribuição mensal da compensação financeira de que trata o inciso I do § 1º do art. 17 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, com a redação alterada por esta Lei, será feita da seguinte forma:

I – quarenta e cinco por cento aos Estados;

II - quarenta e cinco por cento aos Municípios;

III – quatro inteiros e quatro décimos por cento ao Ministério do Meio Ambiente;

IV – três inteiros e seis décimos por cento ao Ministério de Minas e Energia;

V – dois por cento ao Ministério da Ciência e Tecnologia.

§ 1º Na distribuição da compensação financeira, o Distrito Federal receberá o montante correspondente às parcelas de Estado e de Município.

§ 2º Nas usinas hidrelétricas beneficiadas por reservatórios de montante, o acréscimo de energia por eles propiciado será considerado como geração associada a estes reservatórios regularizadores, competindo à ANEEL efetuar a avaliação correspondente para determinar a proporção da compensação financeira devida aos Estados, Distrito Federal e Municípios afetados por esses reservatórios.

§ 3º A Usina de Itaipu distribuirá, mensalmente, respeitados os percentuais definidos no caput deste artigo, sem prejuízo das parcelas devidas aos órgãos da administração direta da União, aos Estados e aos Municípios por ela diretamente afetados, oitenta e cinco por cento dos royalties devidos por Itaipu Binacional ao Brasil, previstos no Anexo C, item III do Tratado de Itaipu, assinado em 26 de março de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, bem como nos documentos interpretativos subsequentes, e quinze por cento aos Estados e Municípios afetados por reservatórios a montante da Usina de Itaipu, que contribuem para o incremento de energia nela produzida.

§ 4º A cota destinada ao Ministério do Meio Ambiente será empregada na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e na gestão da rede hidrometeorológica nacional.”

Além da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para geração de energia elétrica, os custos com indenizações, remanejamento de população e desapropriação de terras atingidas pelo empreendimento, o concessionário deverá cumprir as condicionantes estabelecidas nas licenças ambientais, principalmente no que se refere aos programas socioambientais, como por exemplo: monitoramento da fauna e da flora, levantamento arqueológico, monitoramento da qualidade de água, monitoramento da ictiofauna, educação ambiental, programa de conservação e uso do entorno do reservatório, etc. Essas condicionantes serão específicas para cada aproveitamento hidrelétrico, dependendo dos impactos levantados nos estudos ambientais.

Adicionalmente às obrigações decorrentes da mitigação de impactos, está a obrigatoriedade de cumprir o disposto na Lei 9.985, de 18 de julho de 2000.

O artigo 36 da citada lei afirma que: nos casos de licenciamento ambiental de empreendimentos de sig-

nificativo impacto ambiental, assim considerado pelo órgão ambiental competente, com fundamento em estudo de impacto ambiental e respectivo relatório - EIA/RIMA, o empreendedor é obrigado a apoiar a implantação e manutenção de unidade de conservação do Grupo de Proteção Integral.

O montante de recursos a ser destinado pelo empreendedor para esta finalidade não pode ser inferior a 0,5% (meio por cento) dos custos totais previstos para a implantação do empreendimento, sendo o percentual fixado pelo órgão ambiental licenciador, de acordo com o grau de impacto ambiental causado pelo empreendimento.

O decreto 4.340, de 22 de agosto de 2002, que regulamentou a Lei 9.985/2000, afirma que para os fins de fixação da compensação ambiental de que trata o art. 36 da Lei no 9.985/2000, o órgão ambiental licenciador estabelecerá o grau de impacto a partir de estudo prévio de impacto ambiental e respectivo relatório - EIA/RIMA realizados quando do processo de licenciamento ambiental, sendo considerados os impactos negativos e não mitigáveis aos recursos ambientais.

O recurso proveniente dessa obrigação legal deverá ser destinado às unidades de conservação existentes definidas pelo órgão ambiental competente, considerando as propostas apresentadas no EIA/RIMA e ouvido o empreendedor, podendo inclusive ser contemplada a criação de novas unidades de conservação.

Além de todas as obrigações elencadas, quando o empreendimento **afetar unidade de conservação específica ou sua zona de amortecimento**, a licença só poderá ser concedida mediante **autorização do órgão responsável por sua administração**, e a unidade afetada, mesmo que não pertencente ao Grupo de Proteção Integral, deverá ser uma das beneficiárias da compensação definida neste artigo.

A mesma lei estabelece outra obrigação no seu artigo 48 para o órgão ou empresa, público ou privado, responsável pela geração e distribuição de energia elétrica, considerado beneficiário da proteção oferecida por uma unidade de conservação. Este deve contribuir financeiramente para a proteção e implementação da unidade, de acordo com o disposto em regulamentação específica. No entanto, o decreto regulamentador não menciona expressamente a forma como se efetivará a contribuição financeira.

Devido à dificuldade de se estabelecer métodos de gradação de impacto ambiental com a finalidade de se determinar um percentual diferente do mínimo previsto em lei (0,5%) e de se uniformizar as decisões quanto à destinação dos recursos auferidos com a compensação ambiental, bem como a repartição desses recursos entre os estes federados, foi publicada, em 05 de abril de 2006, a Resolução CONAMA 371.

Esta resolução estabelece diretrizes aos órgãos ambientais para o cálculo, cobrança, aplicação, aprovação e controle de gastos de recursos advindos de compensação ambiental, instituída pela Lei 9.985/2000, anteriormente mencionada. A consideração de alguns aspectos evidenciados neste novo diploma legal é relevante para a estimativa dos custos ambientais dos projetos que causam significativo impacto ambiental:

1. a resolução estabelece princípios gerais para efeito de cálculo e aplicação dos recursos da compensação ambiental que devem ser adotados pelos órgãos ambientais. Os princípios gerais para o estabelecimento de uma metodologia de cálculo do percentual da compensação ambiental identificados no texto da resolução são: avaliação e consideração somente dos impactos negativos, avaliação e consideração somente dos impactos não mitigáveis, avaliação e consideração somente dos impactos causados aos recursos ambientais (exclusão dos impactos causados diretamente à população, estes serão objeto de outros programas, medidas mitigadoras ou indenizações, custos arcados pelo empreendedor), exclusão dos riscos da operação do empreendimento (a compensação será calculada com base apenas nos impactos causados pelo empreendimento

previstos no EIA/RIMA), evitar a redundância de critérios no âmbito da metodologia e enfatizar a perda da biodiversidade e a indicação dos efeitos negativos do empreendimento;

2. a resolução estabelece diretrizes para cálculo, cobrança, aplicação, aprovação e controle de gastos de recursos financeiros advindos da compensação ambiental decorrente dos impactos causados pela implantação de empreendimentos de significativo impacto ambiental, assim considerado pelo órgão ambiental competente, com fundamento em EIA/RIMA;

3. a resolução menciona o disposto na Lei nº 9.985/2000 quanto ao montante de recursos a ser destinado pelo empreendedor para apoiar a implantação e manutenção de unidades de conservação do Grupo de Proteção Integral não poder ser inferior a meio por cento (0,5%) dos custos totais previstos para a implantação do empreendimento. A previsão de custos totais para implantação do empreendimento deve ser apresentada pelo empreendedor ao órgão ambiental que deverá aprová-la;

4. o órgão ambiental licenciador estabelecerá o grau de impacto ambiental causado pela implantação de cada empreendimento, fundamentado em base técnica específica que possa avaliar os impactos negativos e não mitigáveis aos recursos ambientais identificados no processo de licenciamento, de acordo com o EIA/RIMA. A base técnica específica corresponde às metodologias de gradação de impacto desenvolvidas no âmbito de cada órgão ambiental;

5. para estabelecimento do grau de impacto ambiental serão considerados somente os impactos ambientais causados aos recursos ambientais, nos termos do art. 2º, inciso IV da Lei nº 9.985/2000, excluindo riscos da operação do empreendimento, não podendo haver redundância de critérios. Impactos causados à população atingida, como por exemplo, o deslocamento de comunidades para a instalação do empreendimento e custos de desapropriação e indenizações não deverão compor a base de cálculo para estabelecimento do percentual da compensação. Conceito de recursos ambiental previsto na Lei do SNUC: atmosfera, as águas interiores, superficiais e subterrâneas, os estuários, o mar territorial, o solo, o subsolo, os elementos da biosfera, a fauna e a flora;

6. o órgão ambiental licenciador deverá elaborar instrumento específico com base técnica para o cálculo do percentual, sendo impedido de cobrar um percentual diferente do mínimo fixado pela Lei do SNUC (0,5% dos custos totais de implantação do empreendimento) até a publicação deste instrumento específico que apresentará a metodologia de gradação de impacto ambiental definida pelo órgão ambiental. Existe um minuta de metodologia elaborada pelo IBAMA que utiliza indicadores de pressão (destruição e degradação) e indicadores ambientais (bioma, áreas prioritárias para conservação, comprometimento da paisagem e espécies ameaçadas), além do indicador complementar (influência em unidades de conservação);

7. os investimentos destinados à melhoria da qualidade ambiental e à mitigação dos impactos causados pelo empreendimento, exigidos pela legislação ambiental, integrarão os seus custos totais para efeito do cálculo da compensação ambiental. Já os investimentos destinados à elaboração e implementação dos planos, programas e ações, não exigidos pela legislação ambiental, mas estabelecidos no processo de licenciamento ambiental para mitigação e melhoria da qualidade ambiental, não integrarão os custos totais para efeito do cálculo da compensação ambiental.

8. os empreendedores deverão apresentar a previsão do custo total de implantação do empreendimento antes da emissão da Licença de Instalação para que o órgão ambiental possa fixar o valor da compensação ambiental;

9. o percentual estabelecido para a compensação ambiental de novos empreendimentos deverá ser definido no processo de licenciamento, quando da emissão da Licença Prévia, não sendo exigido o desembolso deste recurso antes da emissão da Licença de Instalação.

Além da compensação ambiental, propriamente dita, o CONAMA publicou a Resolução nº 347/2004, que trata especificamente de impactos sobre o patrimônio espeleológico, com o objetivo de **destinar recursos**, também previstos no art. 36 da Lei 9.985/2000, **para Unidades de Conservação de interesse espeleológico**, caso o empreendimento venha a afetar cavernas.

O Código Florestal, instituído pela Lei 4.771, de 15 de setembro de 1965 e, posteriormente alterado pela Medida Provisória 2.166-67, de 24 de agosto de 2001, considera como área de preservação permanente as florestas e demais formas de vegetação natural situadas ao redor de reservatórios d'água naturais ou artificiais, determinação que se aplica aos reservatórios das usinas hidrelétricas.

O artigo 1º do Código Florestal afirma que o CONAMA deverá prever em resolução as obras, planos, atividades ou projetos que serão considerados de utilidade pública. Em razão desta determinação, foi publicada a Resolução CONAMA 369, de 28 de março de 2006, que dispõe sobre os casos excepcionais, de utilidade pública, interesse social ou baixo impacto ambiental, que possibilitam a intervenção ou supressão de vegetação em Área de Preservação Permanente - APP.

O artigo 2º da citada resolução reafirma o disposto no Código Florestal a respeito da definição das obras essenciais destinadas aos serviços públicos de energia como utilidade pública, tornando possível a intervenção em APP no momento da implantação de uma usina hidrelétrica.

Para o responsável pela implantação de uma usina hidrelétrica, o Código Florestal estabelece outra obrigação em relação às áreas de preservação permanente. O artigo 4º afirma que a supressão de vegetação nessas áreas somente poderá ser autorizada em caso de utilidade pública ou de interesse social, devidamente caracterizados e motivados em procedimento administrativo próprio, quando inexistir alternativa técnica e locacional ao empreendimento proposto. A implantação de um empreendimento hidrelétrico é considerada uma atividade de utilidade pública, no entanto a Lei 4.771/1965 **torna obrigatória a desapropriação ou aquisição, pelo empreendedor, das áreas de preservação permanente criadas no entorno do reservatório, cujos parâmetros e regime de uso serão definidos por resolução do CONAMA.**

A Resolução CONAMA 302, de 20 de março de 2002, dispõe sobre os parâmetros, definições e limites de Áreas de Preservação Permanente de reservatórios artificiais e o regime de uso do entorno. Além disso, a resolução define como **obrigação do empreendedor**, no âmbito do procedimento de licenciamento ambiental, **a elaboração do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial**: conjunto de diretrizes e proposições com o objetivo de disciplinar a conservação, recuperação, o uso e ocupação do entorno do reservatório artificial.

Conforme afirmado anteriormente, a Constituição Federal estabeleceu a obrigação de elaboração de estudo prévio de impacto ambiental para obras ou atividades potencialmente causadoras de significativa degradação do meio ambiente.

O texto constitucional incorporou a previsão já estabelecida na Resolução CONAMA nº 001, de 23 de janeiro de 1986, que tratava do licenciamento ambiental e da necessidade de EIA/RIMA para obras hidráulicas para exploração de recursos hídricos, tais como: barragem para fins hidrelétricos, acima de 10 MW, de saneamento ou de irrigação, abertura de canais para navegação, drenagem e irrigação, retificação de cursos

d'água, abertura de barras e embocaduras, transposição de bacias e diques.

O art. 7º desta Resolução estabelece que o estudo de impacto ambiental será realizado por equipe multidisciplinar habilitada, não dependente direta ou indiretamente do proponente do projeto e que será responsável tecnicamente pelos resultados apresentados.

Apesar da determinação quanto à independência dos técnicos responsáveis pelo EIA/RIMA em relação ao empreendedor, todas as despesas e custos referentes à realização do estudo de impacto ambiental, tais como: coleta e aquisição dos dados e informações, trabalhos e inspeções de campo, análises de laboratório, estudos técnicos e científicos e acompanhamento e monitoramento dos impactos, elaboração do RIMA e fornecimento de pelo menos 5 (cinco) cópias, correrão por conta do proponente do projeto.

O órgão estadual competente ou o IBAMA ou, quando couber o Município, determinará o prazo para recebimento dos comentários a serem feitos pelos órgãos públicos e demais interessados no projeto e, sempre que julgar necessário, promoverá a realização de audiência pública para informação sobre o projeto e seus impactos ambientais e discussão do RIMA.

A Resolução CONAMA nº 009, de 03 de dezembro de 1987 disciplina os procedimentos para audiência pública. Caso o órgão ambiental licenciador julgar necessária a realização de audiência pública, ou esta for solicitada por entidade civil, pelo Ministério Público, ou por 50 (cinquenta) ou mais cidadãos, a licença ambiental somente poderá ser concedida após a audiência realizada em local acessível aos interessados. Os custos para a organização e divulgação da audiência pública, bem como a publicação do requerimento e recebimento das licenças ambientais também são arcados pelo empreendedor.

