

COMPLEXO DO RIO MADEIRA¹

Bolívar Pêgo*
Carlos Campos Neto*

1 - Introdução e antecedentes

A capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil, considerando todo o parque gerador existente, as interligações internacionais já em operação e também a parcela de Itaipu importada do Paraguai, é da ordem de 100.000 MW, conforme detalhado na tabela 1.

Tabela 1
Brasil: Parque gerador de energia elétrica em 2005
(em MW)

F o n t e	Capacidade Instalada (MW)
1. Hidrelétrica	69.631
2. Termelétrica	19.770
3. Nuclear	2.007
4. Pequena Central Hidrelétrica - PCH	1.330
Subtotal	92.738
5. Interligação com a Argentina	2.178
6. Parcela de Itaipu da ANDE	5.600
T o t a l	100.516

Fonte e elaboração: ANEEL (BIG).

Constata-se a importância da geração de energia elétrica a partir de fonte hídrica, que atinge cerca de 75,1% do parque gerador. O Brasil ainda detém grandes potenciais hidráulicos a serem explorados, dois bons exemplos são as duas usinas hidrelétricas do Rio Madeira [Santo Antônio (3.150 MW) e Jirau (3.300 MW)] totalizando 6.450 MW e a hidrelétrica de Belo Monte, com capacidade de vir

¹Publicado no IFE n.º de 2.111 de 3 de setembro de 2007.

(*) Economistas do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA (bolivar.peggo@ipea.gov.br e campos@ipea.gov.br). As opiniões aqui expressas não refletem, necessariamente, as opiniões do IPEA e da Presidência da República.

a gerar 11.000 MW. O Brasil, pela larga experiência na construção de grandes usinas hidrelétricas, detém tecnologia de ponta em termos mundiais. Deve-se ressaltar, ainda, que se trata de fonte renovável, limpa e de menor custo, quando comparada às outras fontes.

O Programa de Aceleração do Crescimento - PAC (2007-2010) contempla os empreendimentos do Complexo do Rio Madeira tanto do ponto de vista da geração, quanto da transmissão. Dessa forma, no que se refere à região Norte, para a geração de energia elétrica, o PAC prevê investimentos de R\$ 24,4 bilhões até 2010 e de R\$ 10,5 bilhões após 2010. Com isso, a potência instalada será acrescida de 1.664 MW até 2010 e de 15.685 MW, após 2010. No Plano constam três usinas termelétricas - UTEs - em implantação: Rondon II, São Salvador e Estreito. Constam, também, sete usinas hidrelétricas - UHEs - a serem construídas: **Santo Antônio, Jirau, Belo Monte, Serra Quebrada, Novo Acordo, Tupiratins e Tocantins.**

Quanto às linhas de transmissão - LTs de energia elétrica, o PAC estabeleceu investimentos, para a região Norte, da ordem de R\$ 5,4 bilhões até 2010 e R\$ 466 milhões após 2010. Serão construídas 4.721 km, até 2010, e 613 km após 2010. Da programação, duas LTs estão em implantação: **interligação N/CO-Jauru (MT) a Vilhena (RO);** e Norte-Sul III-Marabá (PA) a Serra da Mesa (GO). Em previsão está a LT **Interligação das Usinas do Madeira Porto Velho (RO)-Araraquara (SP).** Uma outra em fase de estudo: **LT Tucuruí-Macapá (AP) a Manaus (AM).**

O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (2006-2015), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, relaciona as UHEs Santo Antônio e Jirau entre os oito empreendimentos que apresentaram os estudos de viabilidades à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Essa Agência atestou que os estudos de viabilidade técnica e econômica das hidrelétricas do complexo do rio Madeira, referente à implantação das usinas de Santo Antônio e Jirau (em Rondônia), são viáveis. Os despachos números 909 e 910, que aprovaram os estudos, foram publicados no Diário Oficial da União do dia 2 de abril último.

Porém, devido a atrasos no licenciamento ambiental para início das obras, a cargo do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, a programação constante do Plano Decenal está atrasada. Por esse cronograma, a UHE Jirau iria a leilão em 2006 e iniciaria a operação em janeiro de 2011. Quanto a UHE Santo Antônio a programação indicativa era para início de operação em janeiro de 2012. Até o momento, meados de maio de 2007, não há previsão para a licitação dessas obras.

Com respeito à transmissão de energia elétrica, o Plano Decenal prevê a interligação do subsistema dos estados do Acre e Rondônia, atualmente isolado,

com o subsistema da região Sudeste/Centro-Oeste, que foi considerada a partir do ano de 2008, por meio das LTs Samuel-Ariquemes-Ji-Paraná (315 km), Ji-Paraná-Pimenta Bueno-Vilhena (354 km, circuito duplo) e Vilhena-Jaru (278 km). De fato, estas obras estão dentro do cronograma previsto, a ANEEL realizou a licitação ao final de 2006 e assinou os contratos em abril do corrente ano, a previsão para a conclusão das obras é de dezoito meses, o que deverá ocorrer no último trimestre de 2008.

Quanto ao Plano Plurianual 2004-2007, onde estão programados os investimentos do Governo Federal e em final de vigência, foi possível identificar, dentro do programa energia na região Norte, uma única ação, Interligação Elétrica do Sistema Isolado Acre-Rondônia à Rede Básica, com implantação de sistema de transmissão no estado do Mato Grosso, com recursos financeiros previstos para o período de R\$ 317,5 milhões.

Este artigo tem como objetivo geral fazer uma análise dos impactos da implantação dos projetos das UHEs Santo Antônio e Jirau, destacando-se os cortes nacional, regional e no setor elétrico. Além desta introdução e antecedentes este texto possui mais três seções: seção 2, onde são apresentadas as características dos projetos (localização, investimento, abrangência, áreas de influência, etc.); na seção 3 são feitas as análises dos impactos; e na seção 4 são apresentadas as conclusões.

2 - Caracterização dos projetos

O Projeto Complexo do Rio Madeira tem como objetivo geral a interiorização do desenvolvimento da América do Sul, por meio de:

- (i) Geração de energia em quantidade expressiva (usinas hidrelétricas Jirau - 3.300 MW e Santo Antônio - 3.150 MW e trecho binacional²);
- (ii) Interligação elétrica dos estados de Rondônia, Acre, Mato Grosso (oeste) ao Sistema Elétrico Interligado Brasileiro e Amazonas (eventual - em análise);
- (iii) Transposição de obstáculos naturais à navegação do Rio Madeira e seus afluentes (construção de eclusas);
- (iv) Integração de Infra-Estrutura Energética e de Transporte Brasil, Bolívia e Peru; e

²O complexo do rio Madeira é composto, ainda, pelos aproveitamentos hidrelétricos de Guajará-Mirim, empreendimento binacional com a Bolívia, que terá 3 mil MW e Cachoeira Esperanza, que será localizada no lado boliviano e terá 600 MW de potência instalada. No caso da usina de Guajará-Mirim, o estudo de inventário que antecede o estudo de viabilidade ainda não foi realizado. Este complexo permitirá, além da geração elétrica, a navegabilidade desde Belém até o interior da Bolívia que contribuirá para o desenvolvimento sócio-econômico e integração de toda essa região.

- (v) Consolidação de Pólo de Desenvolvimento Industrial do *Agrobusiness* na região oeste.

Por uma incapacidade de obtenção de dados este artigo ficará restrito a análise dos projetos de construção das UHEs Santo Antônio e Jirau. A construção prevista no estudo das duas usinas, vai possibilitar a geração de 6.450 MW de capacidade instalada total³. Elaborado pela Construtora Norberto Odebrecht S/A, sob as diretrizes de Furnas Centrais Elétricas S/A, os estudos servem como subsídio ao processo de outorga de futuros empreendimentos hidrelétricos necessários à expansão da oferta de energia. A ANEEL atestou que os estudos de viabilidade técnica e econômica das hidrelétricas do complexo do rio Madeira, referente à implantação das usinas de Santo Antônio e Jirau (Rondônia), são viáveis. Os despachos números 909 e 910, que aprovaram os estudos, foram publicados no Diário Oficial da União do dia 2 de abril último.

Com a aprovação da ANEEL dos estudos de viabilidade técnica e econômica dessas UHEs fica faltando, para a realização das licitações, o licenciamento ambiental, ainda em análise pelo IBAMA. Nessa etapa, também, é feita a apresentação de Estudos de Impacto Ambiental - EIA e de Relatórios de Impacto Ambiental - RIMA, para a obtenção da Licença Prévia junto ao IBAMA.

2.1 - UHE Santo Antônio

Segundo o Estudo de Viabilidade, concluído em abril de 2005, pela Construtora Norberto Odebrecht S/A, a usina terá uma potência instalada de cerca de 3.150,4 MW e será implantada no Rio Madeira (25 km a montante de Porto Velho), bacia do Rio Amazonas, cuja barragem e casa de força ficarão situadas no município de Porto Velho. A vazão média mensal (m³/s) do Rio Madeira varia de 34.207 no mês de abril (época de cheia) a 5.691 em setembro, período de estiagem.

O reservatório terá um perímetro de 1.071 km, com profundidade média de 11 metros e máxima de 27 m. A altura máxima da barragem será de 55 metros. A capacidade de armazenamento de água será de 2.075,1 milhões de m³. A construção da barragem vai inundar 271 km² do município de Porto Velho.

Serão instaladas na UHE Santo Antônio 44 turbinas de 73 MW cada. A queda d'água de referência para acionar as turbinas será de 13,9 m, com uma vazão nominal unitária de 561 m³/s. Cada turbina é acoplada a um gerador com

³Além disso, o projeto prevê a construção de uma linha de transmissão de 105 km, até Porto Velho e, outra, de 1.277 km, até Cuiabá (MT), para permitir a interligação com o sistema elétrico do Centro-Oeste-Sudeste.

potência unitária de 80 mil kVA. Serão construídas 11 subestações elevadoras e 5 km de linhas de transmissão em 500 kv que servirão exclusivamente à central geradora.

O custo total da obra está estimado em R\$ 9,673 bilhões (c/ JDC e R\$ 8,778 bilhões s/JDC), tem como referência o mês de agosto de 2004, com taxa de câmbio fixada em 3,05 R\$/US\$. Neste custo total estão incluídas obras civis (R\$ 3,391 bilhões); equipamentos eletromecânicos (R\$ 3,482 bilhões); despesas com recuperação do meio ambiente (R\$ 458,4 milhões) e; custos indiretos (R\$ 1,447 bilhão). O custo da energia gerada será de 23,02 US\$/MWh. A vida útil da usina está estimada em 50 anos.

Quanto aos impactos sócio-ambientais, prevê-se que: terá uma população atingida não muito significativa, perfazendo 437 habitantes em cinco núcleos urbanos e 1.609 pessoas no meio rural. A obra também provocará impacto na Área de Preservação Permanente do Rio Madeira, a realocação de 10 km de estrada e de ponte.

O prazo para a totalização do investimento é de 82 meses (6,83 anos), sendo 39 meses até o desvio do Rio e 44 meses para operação da primeira unidade. Empregos gerados durante a construção: diretos [diretos 20.000 (pico) e 13.000 (médio)] e indiretos (50.000). A construção da barragem viabilizará outros usos da água, como navegação de grande porte, turismo e lazer.

2.2 - UHE Jirau

A usina terá uma potência instalada de 3.300 MW (44 turbinas com potência unitária nominal de 75 MW), com localização no rio Madeira (115 km a montante de Porto velho), bacia do rio Amazonas, distância de 1.197 km da foz.

O seu reservatório terá vida útil de 50 anos, com perímetro de 936 km, profundidade máxima de 19 metros e média de 11 metros, altura máxima da barragem 35,5 metros e área inundada máxima de 375,6 km², 11 subestações e 120 km de linhas de transmissão (tensão de 500 kW).

Os investimentos estão estimados em R\$ 10,3 bilhões, tendo como principais componentes de custo: R\$ 3,7 bilhões para equipamentos eletromecânicos; R\$ 3,6 bilhões para obras civis; R\$ 1,5 bilhão custos indiretos; R\$ 950 milhões de JDC e R\$ 513,4 milhões para meio ambiente.

O custo de geração está estimado em US\$ 22,76/MWh (constante - cota 90) e US\$ 22,50/MWh (variável - cota 90), ambos os valores têm como referência o mês de agosto de 2004, com câmbio = R\$ 3,05/US\$.

Os impactos sócio-ambientais chegam a: população total atingida = 953 habitantes (604 urbana e 349 rural); famílias atingidas = 272 (171 urbana e 101 rural); e quantidade de núcleos urbanos atingidos = 2 [Mutum-Paraná (sede do Distrito) e Comunidade Garimpo Palmeiral)]. Haverá interferência em áreas legalmente protegidas (rio Madeira e do baixo curso de afluentes no trecho). Não haverá interferência em áreas indígenas. Haverá realocações de estradas (45 km) e pontes (0,5 km).

O cronograma das obras está estimado em 82 meses (6,83 anos), sendo 38 meses (início das obras até o desvio) e 44 meses para fechamento do desvio, montagem eletromecânica (1ª unidade) e operação da 1ª unidade. Empregos gerados durante a construção: diretos [diretos 20.000 (pico) e 13.000 (médio)] e indiretos (50.000).

Alguns aspectos críticos do empreendimento devem ser considerados: serão afetadas reservas minerais (garimpeira no rio madeira), bem como sítios arqueológicos.

Outros usos da água serão implementados: a criação do lago mais a construção da eclusa viabilizarão a navegação de grande porte, inexistente atualmente, bem como o turismo local e lazer (praias e pescas locais).

3 - Impactos dos projetos hidrelétricos

Três podem ser as análises de impacto das hidrelétricas do rio Madeira: nacional; regional; e no setor elétrico. No caso nacional, algumas variáveis podem ser consideradas: garantia de abastecimento do mercado consumidor de energia elétrica; fontes de financiamento; e impacto dos investimentos sobre alguns agregados macroeconômicos.

3.1 - Impactos nacionais das UHEs Santo Antônio e Jirau

3.1.1 - Garantia de abastecimento do mercado consumidor de energia elétrica

Não há dúvida de que o aspecto mais relevante dos investimentos a serem realizados na implantação das duas usinas hidrelétricas brasileiras do Complexo do Rio Madeira é a redução do risco de déficit⁴ no abastecimento do mercado

⁴“Risco de Déficit”, o popular “apagão”, é definido como a probabilidade de que a disponibilidade da oferta de energia elétrica seja menor do que o mercado de energia correspondente, em pelo menos um mês do ano, não importando a magnitude do déficit. Observe que este conceito implica um risco de déficit de 8,33% (1 mês em um ano: $1/12 \times 100$), o que implica afirmar que risco de déficit de 5% corresponde a aproximadamente 22 dias.

brasileiro. O custo do déficit brasileiro (inibição na demanda por racionamento), medido em percentagem de redução de carga, apresenta: de 0 a 5% (R\$ 841,2/MWh); de 5 a 10% (R\$ 1.814,7/MWh); de 10 a 20% (R\$ 3.792,1/MWh); e superior a 20% (R\$ 4.309,3/MWh). Para entender melhor este aspecto é importante fazer uma breve retrospectiva do comportamento do mercado de energia elétrica nos últimos anos.

Dessa forma, cabe registrar que a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica registrou valores extremamente elevados na década de 1980 (3,8 em média). Esta média caiu para 1,7 na década de 1990, por conta de mudanças estruturais no perfil do mercado consumidor, destacadamente no que se refere ao setor industrial, devido à reduzida taxa de crescimento do produto industrial, à modernização tecnológica, ao uso mais eficiente do insumo eletricidade e pela menor participação das indústrias eletrointensivas, que não apresentaram expansões significativas.

A abertura econômica iniciada nos anos 1990 e aprofundada a partir da implantação do Plano Real impôs um complexo ajustamento do setor industrial brasileiro. Por um lado, verificou-se o fechamento de firmas que não conseguiram sobreviver à forte concorrência internacional. Por outro, constatou-se que parte significativa do setor industrial brasileiro passou por uma fase de modernização dos processos produtivos, na busca de maior eficiência e produtividade, com crescente terceirização, visando adaptar-se ao novo cenário de competição no mercado globalizado. Estes fatos se refletiram no perfil de evolução do mercado de energia elétrica, que registrou baixo crescimento na classe industrial e elevado crescimento na classe comercial, em função da expansão e modernização dos setores de comércio e serviços.

“Entre 1990 e 1995 o mercado de energia elétrica (incluindo autoprodutores) cresceu 4,0% ao ano, contra uma variação do PIB de 3,1% no mesmo período. A elasticidade resultante foi 1,3. No período 1995-2000 a elasticidade foi superior, atingindo 2,0, em função do crescimento de 4,7% ao ano do consumo total de energia elétrica e de 2,3% do PIB” (EPE 2005, p. 259).

Esse elevado crescimento do consumo de eletricidade na segunda metade da década passada deveu-se aos efeitos do Plano Real: estabilização da moeda e controle do processo inflacionário que viabilizaram, nos seus primeiros anos, uma melhoria do nível de renda da população. Os efeitos positivos do Plano Real no mercado de energia elétrica foram sentidos até o ano de 1998, com exceção da classe de consumidores industriais que, nesse ano, já apresentava crescimento baixo. Em resumo, a taxa de crescimento médio do consumo de energia elétrica na década de 1990 foi de 5,7% ao ano para classe residencial, 2,8% ao ano para consumo industrial e de 7,2% ao ano na classe comercial.

No entanto, no período 2000/2005 o consumo total de energia elétrica apresentou crescimento médio abaixo do histórico, sendo que em 2001 houve uma redução da ordem de 7,0%, por conta dos efeitos do racionamento. Paralelamente, a economia brasileira apresentou crescimento extremamente baixo na média do período, pouco acima de 2,0%. A redução do consumo como consequência do racionamento fez com que a elasticidade neste período fosse reduzida para 1,02. Para o período de 2006 a 2015, o Governo Federal (MME/EPE) trabalha com uma trajetória de referência que resulta em uma taxa média de crescimento do consumo de energia elétrica de 5,2% ao ano e de 4,2% ao ano para o PIB. Essas hipóteses estabelecidas resultam em uma elasticidade-renda do consumo total de energia elétrica de 1,23, no período.

O pior é que os estudos indicam dificuldades crescentes de garantia de abastecimento do mercado de energia elétrica para os próximos anos. As chuvas que encheram todos os grandes lagos (a ponto de ter que verter água em suas barragens), garantem o suprimento do País até 2008. O próprio governo⁵ admite que se os projetos de gasodutos e as duas plantas de conversão de Gás Natural Liquefeito - GNL importado não amadurecerem a tempo são grandes as incertezas para o biênio 2009 e 2010, caso as chuvas venham abaixo da média (Valor Econômico, A18, 14/03/2007). (Tabela 2).

Tabela 2
Brasil: Estimativa de Crescimento da Oferta e Demanda de
energia elétrica. 2007-2011
(em %)

A n o	Oferta (1)	Demanda (2)	PIB (3)
2007	4,3	5,3	4,5
2008	3,2	5,3	5,0
2009	1,7	5,3	5,0
2010	2,3	5,0	5,0
2011	1,0	5,0	ND
Média	2,5	5,2	4,9
Máxima	4,3	5,3	5,0
Mínima	1,0	5,0	4,5

Fonte: (1) ANEEL. Não foram considerados os projetos classificados como “graves restrições para entrada

em operação (630,0 MW em 2009 e 110,0 MW em 2010). A ANEEL não inclui as usinas de Jirau e

Santo Antônio nessas previsões; (2) MME/EPE; e (3) PAC. Elaboração dos autores.

⁵Estão previstas no PAC, mas não estão em implantação.

Na hipótese prevista no PAC de crescimento de 4,5% este ano e de 5% entre 2008 e 2010, o País vai precisar de aproximadamente 3.000 MW adicionais ao ano para cobrir o aumento da demanda. Para se ter uma noção das dificuldades à frente, pela previsão da ANEEL serão agregados em média, no período 2007-2011, 2.520 MW ao ano.

Estudo divulgado pelo Instituto Acende Brasil, entidade criada em 2006 pela Câmara Brasileira dos Investidores em Energia Elétrica, mostra que em 2009 o risco de racionamento no sudeste, principal região consumidora do País, subirá para 5%, limite máximo aceitável pela ANEEL e pelo Operador Nacional do Sistema – ONS⁶. Para o Brasil, em 2010, esse indicador aumentará para 8% e chegará a 14% em 2011, quase o triplo do risco máximo recomendado (Valor Econômico, A2, 17/04/2007 e B7, 13 a 15/04/2007). Os dados oficiais gerados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE – são mais conservadores: risco de déficit de 4,5% em 2010 e de 10% em 2011, o dobro do que o mercado de energia aceita como limite.

Portanto, o quadro de oferta futura de energia elétrica, aliado às projeções de crescimento da demanda de 5,2% ao ano até 2011, apontam a fragilidade de garantia da oferta deste insumo. Para agravar a situação, além da baixa agregação de usinas hídricas, o parque térmico a gás natural está pouco operante por falta do combustível. A PETROBRAS assumiu encargos de oferta de gás superiores à sua real condição de abastecimento da atual demanda pelo insumo. O governo está ultimando um plano de hierarquização de prioridades no abastecimento do gás: prioridade para a geração térmica de energia, depois abastecimento industrial e por último abastecimento veicular (Gás Natural Veicular - GNV).

A alternativa possível para buscar amenizar as dificuldades de abastecimento do mercado em anos vindouros será a entrada de usinas termelétricas movidas a óleo combustível, óleo Diesel ou a carvão mineral, com custos operacionais mais elevados e mais poluentes. Esses fatos permitem visualizar a dimensão da necessidade que o País tem de fazer os investimentos nas UHEs do rio Madeira que, atualmente, representam 8% da capacidade instalada.

Deve-se destacar que sem licitações de grandes empreendimentos hidrelétricos e com incertezas em relação ao abastecimento do mercado de gás natural, o preço do MWh no mercado livre de energia está em alta. Contratos de fornecimento de energia iniciados em janeiro de 2005 pagaram entre R\$ 50 e R\$ 60 por MWh. Em janeiro de 2006 os preços variaram de R\$ 60 a R\$ 75. Contratos fechados em janeiro de 2007 já estavam pagando entre R\$ 80 e R\$ 90 e quem fechar um contrato de longo prazo, para vigorar a partir de 2008, pagará entre R\$ 110 a R\$

⁶O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE estabeleceu, por meio da resolução nº 1, de 18/11/2004, que os estudos de planejamento de expansão da oferta de energia elétrica devem aplicar o seguinte critério de garantia: “O risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% em cada um dos subsistemas que o compõem”.

130 o MWh. O mercado livre de energia é muito influenciado pelas previsões de investimento. Se o governo conseguir colocar em licitação grandes projetos, como as hidrelétricas do Complexo do Rio Madeira, os preços tendem a cair. (Valor Econômico, A1, 03/05/2007).

3.1.2 - Fontes de financiamento

As linhas de Financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES visam estimular investimentos no setor de energia elétrica e estão em condições mais atraentes. Como parte do PAC, o BNDES aprovou, em 25 de janeiro de 2007, redução da taxa de juros para os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia, produção e distribuição de gás, ferrovias, portos, aeroportos, rodovias, saneamento e transportes urbanos.

Com essa iniciativa, as taxas de juros serão, em média, 60% inferiores às de 2005. Trata-se da segunda queda de juros realizada pelo BNDES nos dois últimos anos - a primeira delas no início de 2006 - com o objetivo de estimular os investimentos na economia brasileira. A taxa de juros total dos empréstimos do BNDES é composta por Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP mais remuneração básica, conforme ilustra a tabela 3, mais a taxa de risco de crédito, de até 1,8% a.a., conforme o risco do beneficiário.

Tabela 3
Remuneração básica do BNDES para projetos de energia. 2005-2007
(em %)

Área	2005	2006	2007	Variação (07/05)
1. Geração Hídrica e Termelétrica	2,5	1,5	1,0	-60
1. Geração Hídrica Estruturante (+ de 2.000 MW médios)	2,5	1,5	0,5	-80
1. Geração PCH, Co-Geração a Gás e Bioeletricidade	2,5	1,5	1,0	-60
2. Transmissão	2,5	2,0	1,5	-40
3. Distribuição	3,0	3,0	2,0	-33

Fonte e elaboração: BNDES.

Em particular, para projetos estruturantes⁷ de geração - usinas hidrelétricas com potência superior a 2 mil MW médios - o BNDES tomou medidas adicionais para assegurar a oferta de energia que dê suporte ao crescimento econômico e à modicidade tarifária:

- (i) Redução especial da remuneração básica de 1,5% ao ano para apenas 0,5% ao ano (queda de 80%), que minimiza o efeito do custo de financiamento sobre as tarifas;
- (ii) Aumento do prazo total de amortização de financiamento de 14 anos para acima de 20 anos nos projetos de usinas hidrelétricas acima de 1 mil MW. É o prazo mais longo já praticado para o financiamento a uma obra de geração de energia no Brasil, superando os 20 anos concedidos no financiamento a Itaipu (1978 a 1998). O prazo de amortização para projetos abaixo de 1 mil MW passa de 14 para 16 anos; e
- (iii) Financiamento na modalidade *Project Finance*, que dispensa garantias corporativas dos empreendedores ao financiamento. Isto é, os financiamentos terão como suporte os contratos de venda de energia e seguros mitigadores de risco que visam assegurar a conclusão da obra. Esta modalidade permitirá aos grupos privados empreenderem obras sem onerar seus balanços com dívidas financeiras.

Para todos os projetos de geração hídrica a participação máxima do BNDES no total do investimento foi ampliada de 80% para 85%. Em conjunto, as medidas ampliam o universo de potenciais interessados em projetos de infra-estrutura, permitem redução nas tarifas dos novos projetos de energia em relação às condições vigentes em 2005 e visam estimular investimentos em projetos de grande porte.

Condições Especiais, Aplicáveis ao Setor de Energia Elétrica: o prazo de carência é de até seis meses após a entrada do projeto em operação comercial. Para as operações realizadas com Sociedades de Propósito Específico - SPE os juros serão capitalizados durante o período de carência e para as demais beneficiárias os juros serão exigíveis ao longo do período. Os prazos máximos de amortização são definidos, conforme a tabela 4.

⁷Projeto Estruturante: capaz de gerar impacto no desenvolvimento de determinada área ou região, ao criar condições econômicas para atração de outros projetos, e operações multissetoriais e integradas, decorrentes de ações de articulação institucional.

Tabela 4
Prazos máximos de amortização para financiamentos em energia

Área	Prazo Máximo (Anos)
1. UHEs com capacidade instalada igual ou superior a 1.000 MW	20
1. UHEs com capacidade instalada superior a 30 MW e inferior a 1.000 MW	16
1. Geração Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs	14
1. Eólica	14
1. Termoelétrica, Co-geração a Gás e Bioeletricidade	12
2. Transmissão	12
3. Distribuição	6

Fonte e elaboração: BNDES.

Obrigações da Beneficiária: manter o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD, durante todo o período de amortização, deverá ser igual ou superior a 1,3 a ser comprovado anualmente. Para os projetos de geração hídrica, na modalidade *Project Finance*, o ICSD mínimo poderá ser de 1,2, desde que o projeto apresente taxa interna de retorno - TIR mínima de 8% ao ano.

O capital próprio dos acionistas deverá ser de, no mínimo, 30% do investimento total e de, no mínimo, 20% no caso de operações realizadas na modalidade *Project Finance*, excluindo-se, para efeito deste cálculo, eventuais participações societárias da BNDESPAR. Nas operações de *Project Finance*, a exposição do BNDES poderá ser de, no máximo, 70% do ativo total projetado da beneficiária. No caso de projetos de geração hídrica este limite poderá ser de, no máximo, 75%.

3.1.3 - Impacto dos investimentos sobre alguns agregados macroeconômicos

Como mostrado anteriormente, os investimentos requeridos para os projetos hidrelétricos de Santo Antônio (R\$ 9,7 bilhões) e Jirau (R\$ 10,3 bilhões) totalizam R\$ 20,0 bilhões. Esses valores correspondem a praticamente 1% do PIB (revisto) de 2005 e 5,7% da Formação Bruta de Capital Fixo - FBKF. Isto faria com que a FBKF passasse de 16,3% para 17,2% do PIB (valores de 2005), isto é, o impacto seria de quase um ponto percentual no crescimento da FBKF.

Os investimentos em equipamentos eletromecânicos estão estimados em R\$ 3,5 bilhões na Usina de Jirau e R\$ 3,7 bilhões em Santo Antônio, perfazendo R\$ 7,2 bilhões. Este volume de recursos para investimento em máquinas e equipamentos corresponde a 13,0% do faturamento do setor de bens de capital brasileiro no ano de 2005 (R\$ 55,9 bilhões, Abimaq/Informaq).

3.2 – Impactos regionais das UHEs Santo Antônio e Jirau

No que se refere ao impacto regional, destacam-se as seguintes variáveis: geração de energia para a região; interligação intra e inter-regiões; área alagada do reservatório; geração de emprego; e aspectos sócio-ambientais.

A geração de energia para a região será significativa. Segundo o Balanço Energético Nacional – BEN 2006 (ano base 2005) a região Norte possui uma capacidade instalada total de geração hidrelétrica de 8.274 MW (11,7% da capacidade instalada brasileira) e o estado de Rondônia detém, apenas, 3,1% da capacidade instalada da região Norte (255 MW). Com relação ao consumo residencial de energia elétrica a região norte representou, em 2005, apenas 5% do consumo total brasileiro e o estado de Rondônia 12,7% da região Norte.

Com a entrada em operação plena das usinas de Santo Antônio e Jirau a região Norte terá um aumento de 6.450,4 MW de capacidade instalada, equivalente a um acréscimo de 77,9% da capacidade de 2005. O estado de Rondônia terá a sua geração aumentada em 25,3 vezes e sairá do quarto para ocupar o primeiro lugar como gerador de energia daquela região, se mantida a posição citada no BEN.

A interligação do subsistema dos estados do Acre e Rondônia, atualmente isolado, com o subsistema da região Sudeste/Centro-Oeste foi considerada no Plano Decenal a partir do ano de 2008, por meio das LTs Samuel – Ariquemes - Ji-Paraná (315 km), Ji-Paraná- Pimenta Bueno – Vilhena (354 km, circuito duplo) e Vilhena – Jaru (278 km). A licitação dessas instalações foi realizada em 2006.

Observa-se que a futura integração das usinas do rio Madeira ao Sistema Interligado Nacional - SIN, a seguir tratada, independentemente da alternativa selecionada para a transmissão da potência dessas usinas para as regiões Sudeste e Centro-Oeste, deverá contemplar uma interconexão com o sistema regional Acre-Rondônia acima mencionado, chegando em Porto Velho. A partir da instalação desta interconexão, prevista para 2011, o subsistema Acre-Rondônia se estabelece como importante região exportadora de energia elétrica. Antes da entrada das usinas do rio Madeira, no período 2008-2010, esse subsistema se caracteriza como importador de energia elétrica da região Sudeste/Centro-Oeste, podendo também operar como exportador, caso se concretize a disponibilidade de gás natural na região.

Avançando no processo de interligar os subsistemas do Acre-Rondônia ao SIN, foram assinados, em abril deste ano, contratos de 5 novas linhas de transmissão. Somados, os empreendimentos terão 949 km que irão reforçar esse Sistema (Tabela 5).

Tabela 5
Interligação Acre – Rondônia – Mato Grosso

Empreendimento	Extensão aproximada (km)
1. LT Jauru (MT) – Vilhena (RO)	354
2. LT Vilhena (RO) – Pimenta Bueno (RO)	160
3. LT Pimenta Bueno (RO) – Ji-Paraná (RO)	118
4. LT Ji-Paraná (RO) – Ariquemes (RO)	164
5. LT Ariquemes (RO) – Samuel (RO)	153
T o t a l	949

Vencedor: Elecnor S/A (Espanha).

Transmissora: Jauru Transmissora de Energia Ltda.

Previsão de entrada em operação comercial: 18 meses.

Investimento: R\$ 404 milhões.

Fonte: ANEEL. Elaboração dos autores.

A localização do empreendimento abrangerá 22 municípios nos estados de Rondônia e Mato Grosso. Em Rondônia (18 municípios), serão: Alto Paraíso, Ariquemes, Cacaulândia, Cacoal, Candeias do Jamari, Chupinguaia, Governador Jorge Teixeira, Itapuã do Oeste, Jaru, Ji-Paraná, Ministro Andreazza, Pimenta Bueno, Presidente Médici, Rio Crespo, Teixeiraópolis, Theobroma, Vale do Paraíso e Vilhena. Já em Mato Grosso, serão 4 municípios, a saber: Comodoro, Jauru, Nova Lacerda e Pontes e Lacerda.

A instalação da Interligação Acre-Rondônia-Mato Grosso, em 230 kv, trará benefícios aos consumidores da região devido ao aumento da confiabilidade do suprimento de energia elétrica, tornando o sistema de transmissão mais robusto, diminuindo a frequência e a duração de desligamentos. O empreendimento fará com que o Sistema de Transmissão do Acre e de Rondônia, atualmente em operação, passe a operar integrado ao SIN.

Um dos grandes diferenciais dos estudos de viabilidade dessas hidrelétricas é em relação ao tamanho do reservatório e a capacidade de geração. As áreas que serão alagadas, de acordo com os estudos, são bem menores se comparadas com usinas localizadas na mesma região, como por exemplo, a hidrelétrica de Balbina, que tem potência de 250 MW e possui um reservatório de 2.360 km².

A construção das barragens das duas usinas irá inundar uma área total de 646,6 km² (271 km² para Santo Antônio e 375,6 km² para Jirau). A tabela 6 mostra que a melhor relação área alagada *versus* capacidade instalada é da usina de Santo

Antônio, com 0,09 km² alagado para gerar um MW de energia. Em segundo lugar está Jirau, seguida de Tucuruí. A pior relação é da usina de Balbina com 9,44 km²/MW de energia.

Tabela 6

UHEs Região Norte: Relação área alagada e capacidade instalada

Usina	Área Alagada [km²] (A)	Capacidade Instalada [MW] (B)	Relação C) = (A)/(B) (km²/MW)
1. Santo Antônio	271	3.150	0,09
2. Jirau	375	3.300	0,11
3. Tucuruí	2.430	4.240	0,57
4. Samuel	560	222	2,52
5. Balbina	2.360	250	9,44

Fonte: Eletronorte. Elaboração dos autores.

A geração total de empregos nos dois projetos está estimada em 140 mil, sendo 40 mil diretos e 100 mil indiretos. A relação é a mesma para cada projeto: [diretos 20 mil (pico) e 13 mil (médio) e indiretos (50 mil)]. O impacto nas regiões de construção das usinas deverá ser muito alto: demanda por bens e serviços (bens de consumo durável, imobiliário, alimentação, saúde, educação, segurança, lazer, etc.); infra-estrutura econômica (comunicações, energia elétrica e transportes); e o aumento do processo migratório oriundo de várias regiões do País.

Quanto aos impactos sócio-ambientais, ambos os projetos atingirão uma população de 2.999 habitantes, sendo 1.041 de área urbana e 1.958 de área rural, podendo considerar que essa população não é significativa, tendo em vista a importância dos dois projetos. Os projetos atingirão áreas legalmente protegidas. Não haverá interferência em áreas indígenas e haverá realocação de estradas e pontes em torno de 55,5 km.

A substituição da geração térmica pela hídrica será um marco para a região Norte, particularmente para o estado de Rondônia que tradicionalmente sofre com racionamentos e quedas permanentes de oferta de energia. Estas restrições de oferta deixarão de existir. As características das usinas do rio Madeira tendem a ter uma concepção de desenvolvimento com proteção ambiental racional. O projeto prevê a construção de barragens com altura máxima de 15 metros e a utilização de turbinas geradoras de modelo avançado (tipo bulbo), adequadas para baixas quedas de água. Com isto, as áreas de inundação dos reservatórios são bastante reduzidas, sendo pouco superiores às que já ocorrem nos períodos de cheias dos rios, o que diminui consideravelmente os impactos ambientais diretos e a necessidade de desapropriações.

3.3 – Impactos no setor elétrico das UHEs Santo Antônio e Jirau

Em 2005, o setor elétrico brasileiro possuía uma capacidade instalada total de 93,2 mil MW (BEN 2006, p. 130), sendo 91,2 mil MW (97,8%) somente das fontes hídrica (70,9 mil MW) e termo (20,3 mil MW). Em 2015 prevê-se uma capacidade instalada hidrelétrica de 104,3 mil MW⁸ e a possível entrada em operação das usinas de Santo Antônio e Jirau trará um acréscimo nessa modalidade de geração de 6,4 mil MW (6,1%).

Existe, ainda, no setor elétrico grande dificuldade para se mensurar custos de expansão da geração hidrelétrica, particularmente por duas razões: estudos existentes desatualizados; e estudos recentes nem sempre observarem a otimização do uso dos recursos naturais nacionais.

O setor elétrico trabalha com o custo marginal de operação, em cada subsistema, igual ao custo marginal de expansão, pré-fixado em R\$ 118/MWh. Como “tolerância superior” adota-se o valor de R\$ 130/MWh para o custo marginal de expansão. Dado um determinado custo de déficit o planejamento da expansão da geração deve atender ao critério de segurança, estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, em que o risco anual de déficit não deve superar 5% em cada subsistema e, simultaneamente, ao critério da expansão econômica com a igualdade do custo marginal de operação e do custo marginal de expansão.

O custo de geração da usina de Santo Antônio está previsto em US\$ 23,02/MWh enquanto que o de Jirau está em US\$ 22,76/MWh. Esses valores têm como base o câmbio de R\$ 3,05/US\$ (agosto de 2004). Com o câmbio, atualmente, em torno de R\$ 2,1/US\$ significa que o custo de geração, em reais, foi reduzido nominalmente em aproximadamente 33%. Comparando-se o custo de geração de Santo Antônio (mais alto) com o custo marginal de geração, pode-se observar que essas usinas são muito competitivas (cerca de R\$ 67 contra R\$ 118/MWh, respectivamente).

Os investimentos previstos no Plano Decenal do Setor Elétrico estão estimados em R\$ 75 bilhões, no período 2006-2015, sendo R\$ 60 bilhões para usinas hidrelétricas e R\$ 15 bilhões para termelétricas. Os investimentos para os projetos do rio Madeira estão estimados em R\$ 20 bilhões (cerca de R\$ 10 bilhões para cada projeto), representando 26,6% dos investimentos totais em geração e 33,3% dos investimentos em geração hidrelétrica.

⁸Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015, p. 85.

4 - Conclusão

Apesar da diversificação recente da matriz de geração de energia elétrica brasileira, com o crescimento da geração termelétrica a gás, a melhor alternativa continua sendo a de fonte hídrica. Problemas com a garantia de fornecimento de gás, poluição e custos mais elevados oriundos da geração a carvão mineral, óleos combustível e Diesel, tornam os projetos de geração do Complexo do Rio Madeira uma das melhores alternativas energéticas do País.

Há que se encontrar um equilíbrio entre a garantia de preservação ambiental e o desenvolvimento do Brasil. Não há desenvolvimento sem degradação ambiental. Existe a necessidade de mitigar os impactos ambientais. Porém, há muitos anos várias obras fundamentais ao destravamento da infra-estrutura econômica estão com cronogramas atrasados por conta das demoras nas licenças ambientais. São obras dos setores elétrico, rodoviário, ferroviário, hidroviário e de dragagem dos portos. Será um problema se depois de 25 anos de baixo crescimento econômico, agora que as condições macroeconômicas estão a permitir um crescimento sustentado mais elevado (em torno de 5% ao ano), o País ficar estrangulado por deficiências de infra-estrutura, porque as licenças ambientais assim impõem.

Adequadamente, ao concluir este artigo, o Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal - MMA anunciou, por meio de Medida Provisória, mudanças significativas na sua estrutura organizacional com o intuito de dar respostas concretas ao desenvolvimento econômico aliado à proteção ambiental. As mudanças no Ministério foram no sentido de retirar as decisões do IBAMA da influência exclusiva das organizações não-governamentais, consideradas carregadas de sectarismo ambiental. O novo IBAMA terá seu foco de atuação nas ações de fiscalização, autorizações de uso de recursos naturais e, principalmente, de licenciamento ambiental, deixando de zelar pelas 288 unidades de conservação, que ficarão a cargo do novo Instituto Brasileiro de Conservação da Biodiversidade (Instituto Chico Mendes). Paralelamente, o Ministério de Minas e Energia vinha pressionando o MMA com o objetivo de obter a licença ambiental para a construção das usinas do rio Madeira. Portanto, uma posição favorável desse Instituto é indispensável à continuidade do processo de licitação das hidrelétricas, fato este que se consolidou com a emissão da licença ambiental prévia no início do mês de julho de 2007.

Nesse sentido, o processo licitatório da usina de Santo Antônio está marcado para o início do mês de outubro do corrente ano. Ressalte-se, que mesmo assim o governo terá que procurar outras alternativas energéticas de fonte térmica, nuclear ou à base de carvão mineral, para assegurar o abastecimento do mercado para os anos de 2010 e 2011.