

Núcleo de Estudos e
Pesquisas do Senado

POR QUE O BRASIL ESTÁ TROCANDO AS HIDRELÉTRICAS E SEUS RESERVATÓRIOS POR ENERGIA MAIS CARA E POLUENTE?

Marcio Tancredi
Omar Alves Abbud

Textos para Discussão

128

Maio/2013



SENADO FEDERAL

DIRETORIA GERAL

Doris Marize Romariz Peixoto – Diretora Geral

SECRETARIA GERAL DA MESA

Claudia Lyra Nascimento – Secretária Geral

CONSULTORIA LEGISLATIVA

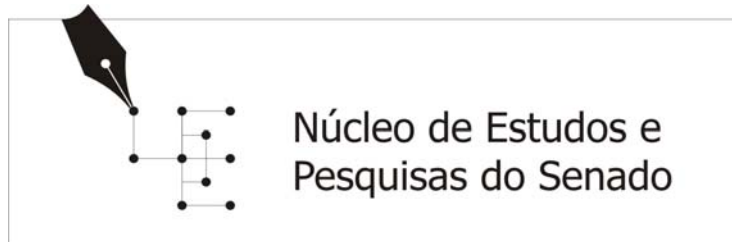
Paulo Fernando Mohn e Souza – Consultor Geral

CONSULTORIA DE ORÇAMENTOS

Luiz Fernando de Mello Perezino – Consultor Geral

NÚCLEO DE ESTUDOS E PESQUISAS

Fernando B. Meneguim – Diretor



Criado pelo Ato da Comissão Diretora nº 10, de 2011, o Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado Federal tem por missão organizar, apoiar e coordenar projetos de estudos e pesquisas que visem à produção e à sistematização de conhecimentos relevantes para o aprimoramento da atuação do Senado Federal.

Contato:

conlegestudos@senado.gov.br

URL: <http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/homeestudoslegislativos>

ISSN 1983-0645

O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade dos autores e não representa posicionamento oficial do Senado Federal.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

POR QUE O BRASIL ESTÁ TROCANDO AS HIDRELÉTRICAS E SEUS RESERVATÓRIOS POR ENERGIA MAIS CARA E POLUENTE?

RESUMO

O abastecimento nacional de energia elétrica está se tornando cada vez mais caro. Isso se deve, principalmente, por meio da adequada exploração do enorme potencial hídrico nacional, com a construção de usinas hidrelétricas com reservatórios, em obediência ao conceito de *aproveitamento ótimo*, previsto no § 3º, do art. 5º, da Lei nº 9.074/95. O desperdício desses recursos hídricos, bens da União, segundo o inciso VIII, art. 20, da Constituição Federal, por oposição de grupos com preocupações de natureza sócio-ambiental, é de difícil recuperação e tornará o Brasil cada vez mais dependente de formas de geração mais caras e mais poluentes. Este texto pretende dimensionar alguns desses impactos, ao tempo em que aponta a necessidade de maior transparência das decisões do setor, no que toca às perdas impostas à capacidade nacional de geração de energia elétrica de fonte hídrica e às suas consequências na ordem do desenvolvimento sócio-econômico e da poluição ambiental.

PALAVRAS-CHAVE: matriz energética; hidrelétrica; reservatório; usina a fio d'água; aproveitamento ótimo; usina térmica; termelétrica; potencial hídrico; inventário hidrelétrico.

ABSTRACT

The Brazilian power supply is gradually becoming more expensive. That is due to the bad exploitation of the enormous national hydraulic potential. Hydro plants are being built without technically recommended reservoirs, as determined by the concept of best exploitation, described in Law n. 9.074/1995 (Article 5, Paragraph 3). The waste of these hydraulic resources, wealth of the Union, according to the Federal Constitution (Article 20, Item VIII), because of the opposition of environment and indian activists, is of difficult recovery and will turn Brazil gradually more dependent on more polluting and expensive forms of power generation. This paper intends to measure some of the consequences of such policy, and at the same time points to the need of a clearer decision-making process regarding the losses imposed to the national power generation capacity and its consequences to economic and social development of the country and to the environment.

AGRADECIMENTOS

Queremos agradecer a preciosa ajuda de Cristiano Abijaode Amaral, Vice-Presidente da Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE); de José Gabino Matias dos Santos, Assessor da Diretoria da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE); de Paulo Cesar Magalhães Domingues, Diretor do Departamento de Planejamento Energético do Ministério de Minas e Energia; dos dedicados servidores da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Superintendentes Hέλvio Neves Guerra, Odenir José dos Reis e Renato Braga de Lima Guedes; de Claudio Mallman Carneiro, Chefe de Gabinete do Presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), bem como dos técnicos que os auxiliaram na tarefa de prover dados confiáveis e esclarecer dúvidas técnicas sobre as questões abordadas neste Texto para Discussão.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	6
2. CONSEQUÊNCIAS ECONÔMICAS	10
3. O QUE NOS TROUXE A ESTA SITUAÇÃO?	16
4. CONCLUSÃO	32
ANEXO I – ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA (EAMÁX) / RESERVATÓRIO (SIN).....	36
ANEXO II – PARQUE TERMELÉTRICO DO SIN	37
ANEXO III – TABELA DE CVU MÉDIO POR COMBUSTÍVEL.....	38
ANEXO IV – ENCARGOS DE SERVIÇO DE SISTEMA – ESS (2009 A 2012)	39
ANEXO V – GERAÇÃO TÉRMICA NO SIN (JAN/2012 – JAN/2013)	40
ANEXO VI – SÍNTESE ALTERNATIVAS A E B DO INVENTÁRIO ORIGINAL DO XINGU	41
ANEXO VII – SÍNTESE DAS ALTERNATIVAS PROPOSTAS PELO REESTUDO DO INVENTÁRIO DA BACIA DO XINGU.....	42

POR QUE O BRASIL ESTÁ TROCANDO AS HIDRELÉTRICAS E SEUS RESERVATÓRIOS POR ENERGIA MAIS CARA E POLUENTE?

Márcio Tancredi¹

Omar Alves Abbud²

1 INTRODUÇÃO

O setor brasileiro de energia elétrica passou por um susto no início de 2013: as chuvas não chegavam e uma ameaça de racionamento de energia elétrica, como o de 2001, pairou no ar. Conforme noticiou a revista *Veja*, de 16 de janeiro de 2013, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estimou em 18,7%, naquela semana, a probabilidade efetiva de racionamento ao final do ano, perspectiva bastante sombria para essa época do ano.

Seja como for, os números oficiais do próprio Operador, em 31 de dezembro de 2012, indicavam, em alguns casos, situação pior que a verificada em 31 de dezembro de 2000 (ver Figura 1), pouco antes da decretação do racionamento de energia elétrica. Os reservatórios de todas as Regiões estavam em níveis iguais ou inferiores aos de antes do racionamento de 2001.

Figura 1: Energia armazenada por região (% da capacidade total)

Região	2000	2012
Nordeste	36,84	32,17
Sudeste/Centro-Oeste	28,52	28,86
Norte	59,33	41,21
Sul	89,83	36,50

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

¹ Engenheiro, Bacharel em Filosofia, Pós-Graduado em Gestão Empresarial e Consultor Legislativo do Senado Federal.

² Jornalista e Consultor Legislativo do Senado Federal.

Os níveis dos reservatórios das usinas brasileiras baixaram muito rapidamente em 2012, por razões ainda não esclarecidas. De acordo com notícia da *Agência CanalEnergia*, citando a empresa de consultoria PSR,

os reservatórios das hidrelétricas brasileiras iniciaram 2012 com um dos mais altos níveis de armazenamento dos últimos doze anos. Em janeiro do ano passado, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste começou o ano com 76% de capacidade e subiu para 80% no mês seguinte. Ao longo do ano, as chuvas que caíram pelo país não foram tão poucas como se imagina. Considerando todo o Sistema Interligado Nacional, a energia natural afluyente³ foi de 87% da média histórica. Por sua vez, a carga de energia (demanda) não cresceu a taxas elevadas devido ao fraco crescimento econômico nacional. Por que, então, os reservatórios esvaziaram tão rapidamente ao longo do ano, atingindo 28% no início de 2013?

As autoridades do setor já sabiam do risco existente, tanto que, em 18 de outubro de 2012, o ONS determinou o despacho de todas as usinas térmicas a gás e a óleo disponíveis, algo em torno de 13.200 MW médios, de acordo com dados do próprio ONS, energia equivalente à geração de mais de uma Itaipu e meia. Essa operação, embora garanta o abastecimento, tem duas consequências indesejáveis: aumenta de forma considerável o preço da energia elétrica e faz crescer significativamente a taxa sistêmica de emissão de CO₂ e de outros gases geradores de efeito estufa, conforme já amplamente debatido em Textos para Discussão anteriores⁴.

Além das térmicas disponíveis, o Governo acionou duas outras usinas a gás que se encontravam desativadas há alguns anos, uma delas a UTE Uruguaiana, de 640 MW de potência, parada desde 2009 por falta de gás, em decorrência da quebra de contrato de fornecimento por parte da YPF argentina, segundo informações do grupo AES Brasil, proprietário da Usina.

³ Energia elétrica que pode ser gerada a partir da vazão natural em um aproveitamento hidroelétrico, in ONS, “Glossário de Termos Técnicos”, disponível em http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_20/Subm%C3%B3dulo%2020.1_Rev_1.0.pdf, acesso em 8/2/2013.

⁴ Abbud, Omar e Tancredi, Márcio – *Transformações Recentes na Matriz Brasileira de Geração de Energia Elétrica: Causas e Impactos Principais* – Texto para Discussão nº-69, Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, Senado Federal, disponível em http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD69-OmarAbbud_MarcioTancredi.pdf, e Abbud, Omar; Faria, Ivan; e Montalvão, Edmundo – *Ambiente e Energia: Crença e Ciência no Licenciamento Ambiental – A Opção de Geração Hidroelétrica no Brasil* – Texto para Discussão nº 107, Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, Senado Federal, disponível em http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD107-EdmundoMontalvão-IvanDutra-OmarAbbud.pdf.

O esforço para colocar em operação essa térmica, ainda que apenas em parte de sua capacidade, incluiu novo acordo com a Argentina, desta vez prevendo a importação de 78 milhões de m³ de gás natural liquefeito (GNL) de Trinidad e Tobago, a serem injetados nos gasodutos para transporte desde a Argentina até a usina, no Rio Grande do Sul. Com isso, foi possível gerar inicialmente 164 MW, a partir de 6 de fevereiro de 2013⁵, com expectativa de chegar a 494 MW em março.

Apesar de todo esse esforço, os reservatórios da Região SE/CO, que respondem por 70% da capacidade de armazenamento do Sistema, chegaram a 18 de março, perto do fim das águas, com apenas 48,9% do seu total. Para comparar, em fevereiro de 2012, a Região SE/CO estava com 80,13%, e tinha, em março, 78,52%. Note-se, além disso, que esse baixo nível de armazenamento só foi possível graças ao despacho excepcionalmente maciço e continuado de usinas térmicas iniciado em 18 de outubro, evento que influenciou fortemente o atingimento desses níveis nos reservatórios, como será detalhado mais à frente.

As emissões de CO₂, um dos efeitos indesejáveis das térmicas a combustível fóssil, cresceram enormemente em razão do uso intensivo dessas fontes de geração, a partir de outubro último. O uso prolongado das usinas térmicas já havia provocado a emissão de mais de 16 milhões de toneladas de gás carbônico (CO₂) equivalentes, até dia 10 de janeiro⁶. Apenas entre outubro e dezembro do ano passado, o total de CO₂ despejado pelas termelétricas na atmosfera havia chegado a 15,3 milhões de toneladas, de acordo com os estudos da consultoria *WayCarbon*, feitos a pedido do jornal *O Globo*.

Segundo Tasso Rezende Azevedo, consultor em sustentabilidade do Ministério do Meio Ambiente, citado pelo jornal, além de esse ser o maior volume de gases de efeito estufa já produzido por essas usinas em um único ano, as emissões totais de CO₂ decorrentes da geração de energia superaram pela primeira vez, em 2012, as emissões provocadas pelo desmatamento. Houve também quebra do recorde de tempo de uso continuado das térmicas. Historicamente, diz ele, o período de acionamento dessas usinas é de 15 dias por ano, em média, o que evidencia um patamar totalmente novo na gestão do *backup*.

⁵ Agência CanalEnergia, 6/2/2013.

⁶ *O Globo*, dia 11/1.2013.

Outro efeito colateral indesejável do uso intensivo de usinas termoeletricas é a possibilidade de prejudicar o abastecimento de gás das indústrias, já que a oferta desse combustível é limitada, no Brasil. Exemplo desse problema foi verificado já na primeira quinzena de 2013, quando a Petrobrás cortou parte do fornecimento de gás às plantas de minério da Vale, no Espírito Santo.

É também importante lembrar que o primeiro alerta dado à imprensa sobre a possibilidade de racionamento, ainda no ano passado, veio da Federação das Indústrias do Rio de Janeiro, a FIRJAN, preocupada com a eventual falta de gás para a indústria carioca, já que o combustível seria prioritariamente direcionado às térmicas em caso de escassez de água nos reservatórios do sistema de geração hídrica de energia.

Mesmo que não falte gás, o aumento da demanda pelo combustível surpreendeu a Petrobras, segundo declarou a sua presidente, Maria das Graças Foster⁷. A procura pelo gás natural cresceu 26% no quarto trimestre de 2012, em relação ao trimestre anterior, conforme dados da própria empresa.

Pelo sim, pelo não, a Portaria nº 30, de 31 de janeiro de 2013, do Ministério de Minas e Energia, autorizou a Petrobras a importar mais 40 milhões de m³ de GNL nos dois anos subsequentes. Esse gás é obviamente mais caro, porque comprado no mercado *spot* e onerado pelas peculiaridades do seu processo de internalização no mercado nacional.

Com a demanda adicional de combustível para a geração térmica, o Brasil ultrapassou a Arábia Saudita e chegou, em outubro, ao sexto lugar no *ranking* dos maiores consumidores mundiais de petróleo. A menor mistura de etanol à gasolina também reforçou a demanda, embora essa mudança já venha de mais longa data, segundo relatório da Associação Internacional de Energia⁸.

De acordo com o mesmo documento, o Brasil consumiu em outubro a média de 3,193 milhões de barris/dia – volume 9,3% superior ao anotado no ano anterior. De acordo com a Agência, a demanda por diesel teria crescido com o uso adicional na geração elétrica. Segundo o relatório, o consumo brasileiro de diesel em outubro aumentou, em média, de 75 mil barris por dia.

⁷ Agência CanalEnergia, 5/2/2013.

⁸ Relatório da Associação Internacional de Energia (AIE) citado em <http://veja.abril.com.br/noticia/economia/pais-e-o-6o-maior-consumidor-de-petroleo-diz-aie>, acessado em 1º de fevereiro de 2013.

2 CONSEQUÊNCIAS ECONÔMICAS

O simples susto com a eventualidade de um racionamento de energia, por si só, gera consequências nefastas para a economia. E, uma vez caracterizado o risco, também as providências para que ele não se concretize. A principal delas é o aumento das tarifas de energia elétrica, causado pela necessidade de lançar mão da geração térmica, mais cara que a hidroelétrica. A seguir, na Figura 2, um comparativo sucinto do preço médio praticado por fonte. Ressaltamos que os valores do campo CVU, quando informados, indicam o preço cobrado pelo megawatt-hora quando a respectiva usina é despachada, ou seja, quando o ONS determina que entre em operação; no restante do tempo, as usinas dessas modalidades são remuneradas à base de seus custos fixos, uma vez que não estarão produzindo energia.

Figura 2: Preço de geração de energia elétrica por fonte (R\$/MWh)⁹

Fonte	Custo fixo	CVU (R\$/MWh)	Preço final
Hidroelétrica de grande porte	84,58	–	84,58
Eólica (*)	99,58	–	99,58
Hidroelétrica de médio porte	147,46	–	147,46
Pequena central hidroelétrica	158,94	–	158,94
Térmica nuclear	145,48	20,91	166,39
Térmica a carvão	159,34	176,85	336,19
Térmica a gás natural	166,94	226,39	393,33
Térmica a óleo diesel	166,57	340,66	507,23
Térmica a óleo combustível	166,57	432,48	599,05
Térmica a biomassa (*)	171,44	642,62	814,06
Solar Fotovoltaica (*)¹⁰	Não informado	–	

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

(*) Fontes intermitentes, que não podem operar na base da matriz.

⁹ Os custos fixos de geração da Figura 2 são preços médios dos Leilões de Energia Nova do período de 2005 a 2010, com exceção do custo da energia eólica, que é o valor alcançado no Leilão de 17/8/2011, primeiro leilão de que elas participaram. O custo fixo de geração de térmica nuclear é o valor da tarifa estabelecida pela ANEEL para as Usinas Angra I e II. Os valores de CVU médios, (custo variável de geração quando a térmica é chamada a gerar) informados pelo ONS, são os considerados na elaboração do Plano Mensal de Operação Março/2013. Para as UTEs participantes dos Leilões de Energia, os valores são atualizados mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com base no reajustes dos respectivos combustíveis no mercado internacional.

¹⁰ De acordo com a página da Norte Energia, concessionária da Usina Belo Monte (<http://pt.norteenergiasa.com.br/2011/04/26/por-que-belo-monte/>), acessada em 19/12/2011, o preço da energia de fonte solar fotovoltaica é estimado em R\$ 500,00/MWh.

Como bastante debatido nos Textos para Discussão anteriormente mencionados, o sistema brasileiro de geração de energia elétrica é hidrotérmico. As usinas térmicas, embora tenham custo de geração bastante mais elevado, representam a segurança do abastecimento, e funcionam como *suplementação do sistema* quando as hidrelétricas, por motivo de escassez de chuvas, não têm condições de gerar toda a energia de que o País necessita.

Ainda não se sabe quanto o presente esforço de geração térmica vai custar aos consumidores, até porque ainda não terminou a temporada de chuvas, cujo impacto irá determinar se e quando a geração termelétrica poderá ser suspensa. Mas já há alguns números que podem dar ideia desse custo.

O diretor-geral do Operador Nacional do Sistema (ONS), Hermes Chipp¹¹, previu que se todas as térmicas em operação naquela data continuarem ligadas até o final do ano de 2013, o impacto sobre as tarifas será de 2% a 3%. Pelos cálculos de Chipp, o custo do uso de todas as térmicas ao longo de 12 meses será de R\$ 400 milhões por mês.

Mas há quem faça outras contas. De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE)¹², se as térmicas continuarem funcionando no mesmo ritmo até março haverá um impacto estimado de 5,6% nas tarifas. Outras fontes utilizadas pela imprensa¹³ chegam a estimar acréscimo de 15% nas tarifas se as térmicas funcionarem nesse mesmo regime durante todo o ano de 2013.

Seja como for, de 18 de outubro, quando foi iniciado o funcionamento das térmicas, até a terceira semana de janeiro de 2013, os gastos adicionais já somavam R\$ 2,82 bilhões, de acordo com Cláudio Salles, presidente do Instituto Acende Brasil¹⁴. Ele estima que esse número possa vir a superar os R\$ 6 bilhões no ano de 2013¹⁵, contra a média anual de R\$ 150 milhões, registrada entre 2003 e 2007.

Esses números talvez expliquem cálculo do Banco Central, estimando queda de apenas 11% nas tarifas de energia elétrica, apesar de medidas tomadas pelo Governo que buscam assegurar redução de 20% das tarifas residenciais, e de 32% das industriais.

¹¹ *O Estado de São Paulo*, 9/1/2013

¹² *Folha de S. Paulo*, 8/1/2013

¹³ *O Globo*, 16/2/2013

¹⁴ *Agência CanalEnergia*, 25/2/2013

¹⁵ *O Estado de S. Paulo*, 10/2/2013

Bem abastecido de informações pelo próprio Governo, como é fácil imaginar, o Banco poderá já ter computado em seus cálculos o custo adicional da geração térmica.

A energia também ficou imediatamente mais cara para quem precisou comprá-la no mercado *spot*. No auge do susto, antes das primeiras chuvas, o baixo nível dos reservatórios fez com que o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – aquele pago por quem precisa de energia elétrica imediatamente, fora dos mecanismos contratuais de praxe – chegasse a R\$ 554,00/MWh, na semana de 5 a 11 de janeiro.

Esse preço afeta – e muito – os geradores hidrelétricos que não podem entregar a energia contratada pelos seus clientes, as distribuidoras. Assim, também eles têm que comprar energia ao preço *spot*, com evidente prejuízo. A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) estima em quatro bilhões de reais, só em janeiro de 2013, o desembolso que seus associados terão que fazer para cobrir a energia que não geraram por determinação do ONS, quando optou pela geração térmica¹⁶. Esses geradores estimam que deixaram de gerar 26% da energia cujo fornecimento tinham contratado, razão pela qual tiveram que comprá-la no mercado *spot*, ao preço do dia, em média de R\$ 410,00/MWh em janeiro.

No mercado livre, onde estão os grandes consumidores de energia elétrica, que respondem por cerca de 30% do consumo nacional, a pressão dos preços também se fez sentir. Enquanto em 2012 contratos de compra e venda de energia podiam ser fechados por R\$ 90,00/MWh, já não se conseguia fechar contratos por menos de R\$ 140,00/MWh, no início de janeiro. Os reflexos nos preços dos produtos dessas empresas serão inevitáveis.

Além disso, para os consumidores do mercado livre o impacto financeiro da geração termelétrica é imediato, já que eles têm que pagar mensalmente o sobrecusto da geração térmica. O impacto desse adicional no mês de fevereiro praticamente anulou os ganhos da redução tarifária implantada pelo Governo Federal, por meio da MP nº 579, de acordo com a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE)¹⁷. A tarifa caiu, em média, R\$ 24 por MWh, vantagem praticamente anulada pelo custo adicional da geração térmica, que chegou a R\$ 22 por MWh, segundo a ABRACE.

¹⁶ *Valor Econômico*, 22/2/2013

¹⁷ *Folha de S. Paulo*, 28/2/2013

No próprio setor elétrico há outros problemas, como o fato de que as distribuidoras de energia elétrica pagam no prazo de 45 dias a energia que compram das empresas de geração, mas só vão receber eventuais flutuações a maior a partir dos reajustes tarifários anuais, em doze parcelas mensais, o que coloca em condição de alerta sua administração de caixa. Isso fez com que o Governo e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tivessem que se debruçar sobre o tema com a finalidade de encontrar meios de solucionar esses problemas, bem como outros, levantados pelos agentes do setor.

As primeiras medidas vieram na forma da Resolução CNPE nº 3, de 6/3/2013, e do Decreto nº 7.945, de 7/3/2013. A Resolução do CNPE teve como objetivo principal, declarado pelo Governo, a *internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço*. Em outras palavras, a Resolução visava alterar o sistema de cálculo do PLD para que ele passasse a considerar o custo da geração térmica, antes não apropriado pelo sistema.

A reação foi forte, contudo. Na opinião de Cláudio Salles, do Instituto Acende Brasil, a Resolução representaria *uma intervenção governamental no mercado de energia, inclusive alterando a contabilização de transações já realizadas (...) para impor que estas últimas [as geradoras] passem a arcar com parte do custo do ESS-SE [custo da geração térmica fora da ordem de mérito econômico, determinado pelo ONS,], numa tentativa de socializar os prejuízos dos erros governamentais e regulatórios*¹⁸.

Não menos problemática foi a suspensão da liquidação financeira das operações de janeiro de 2013 no Mercado de Curto Prazo do setor elétrico, determinado pelo Despacho nº 627/2013, da ANEEL, em atendimento a pleito da Eletrobras, bem como o chamamento de Audiência Pública pela Agência, a partir da qual se abriria possibilidade de alterar retroativamente a previsão de alocação anual de energia (sazonalização) já então estabelecida pelos geradores, segundo as regras em vigor. Para se ter uma dimensão do problema, segundo avaliação do presidente executivo da

¹⁸ Em “Judicialização e Caos”, Agência *CanalEnergia*, http://www.acendebrasil.com.br/archives/Imprensa_2013/20130315_CE_JudicializacaoCaos.pdf, acessado em 15/3/2013.

Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia, Reginaldo Medeiros¹⁹, a liquidação relativa a janeiro monta a R\$ 6 bilhões.

Essas medidas, embora atingindo com impacto variável os diferentes grupos, poderiam comprometer de maneira grave o caixa de todos os agentes da cadeia de suprimento de energia, para o que também advertiram, além de Salles, os Superintendentes Frederico Rodrigues, de Estudos de Mercado, e Rui Guilherme Altieri Silva, de Regulação dos Serviços de Geração da ANEEL, em documento que integra os registros da referida Audiência Pública²⁰. Além disso, para esses Superintendentes *é fácil perceber que a credibilidade do regulador, e do sistema como um todo, seria fortemente afetada, com graves consequências sobre investimentos futuros caso prevalecesse a suspensão da liquidação.*

Felizmente, veio à luz equilibrada decisão da Diretoria da Aneel no sentido de manter o esquema de alocação de energia prévia e tempestivamente estabelecido pelos geradores, decisão relevante porque reafirmou o império das regras vigentes, preservando a confiança do mercado.

Já o Decreto nº 7.945 permitiu o repasse às concessionárias de distribuição de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), um subsídio custeado pela conta de luz do consumidor. A medida, segundo nota do próprio Ministério de Minas e Energia²¹, tem como objetivo

atenuar os efeitos financeiros sobre as distribuidoras de energia elétrica, decorrentes da não adesão de concessionárias de geração à prorrogação de seus contratos de concessão, nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, combinados com os efeitos financeiros do despacho de usinas térmicas por razão de segurança energética, excepcionalmente no ano de 2013, até que se realizem os processos tarifários ordinários das distribuidoras, nos doze meses subsequentes à data de 8 de março de 2013.

Embora a operacionalização dessas medidas ainda não estivesse claramente definida até o encerramento do presente texto, é evidente que um dos seus objetivos principais é preservar, na medida do possível, a redução das tarifas de energia pretendida pelo processo deflagrado com Medida Provisória nº 579, de 2012, posteriormente

¹⁹ Agência CanalEnergia, 22/3/2013, <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Newsletter.asp?id=94351>, acessada em 24/3/2013

²⁰ Memorando nº 080/2013-SEM/SRG/ANEEL

²¹ Em http://www.mme.gov.br/mme/noticias/destaque_foto/destaque_381.html, acessado em 14/3/2013.

convertida na Lei nº 12.783, de 2013, evitando que o alto custo da geração térmica pressionasse em demasia os objetivos de redução buscados pelo Governo Federal.

Além desses, outros abalos também foram notados no mercado. No dia 7 de janeiro, as cotações das ações das empresas de energia elétrica na Bolsa chegaram a cair até 5%, em razão das notícias de um possível racionamento. Inquantificáveis, porém, são os investimentos eventualmente suspensos em razão da insegurança a respeito do abastecimento de energia elétrica ou de gás e da possível alta de preços da energia. Essas incertezas certamente fazem o empresariado suspender novos investimentos, ainda que momentaneamente, num prejuízo incalculável para o País.

As ações das empresas do setor elétrico tiveram perda de R\$ 37,2 bilhões, uma redução de 18% em seu valor, entre setembro de 2012 e janeiro de 2013. Essa queda foi iniciada a partir do momento em que o Governo decidiu forçar redução na margem de lucro das empresas do setor para reduzir o preço da conta de luz.

Possivelmente, o maior impacto da Medida Provisória tenha se abatido precisamente sobre as empresas do Governo Federal. A Eletrobras, por exemplo, acusou prejuízo de R\$ 10,5 bilhões no 4º trimestre de 2012, o maior já registrado num único trimestre por uma empresa brasileira de capital aberto. Com esse resultado, a estatal fechou o ano com um prejuízo líquido de R\$ 6,879 bilhões, redução de 284,3% em relação ao lucro de R\$ 3,733 bilhões obtido em 2011. A redução na conta de energia elétrica é certamente bem-vinda, mas o seu impacto não foi pequeno para as empresas do setor. Resta ver se o ônus decorrente movimento não recairá em demasia sobre a capacidade setorial de investimento.

O momento, em todo caso, é de indefinição. Embora pouco afetado pelas novas disposições trazidas pela MP nº 579, de 2012, o Presidente da AES Eletropaulo, empresa do setor de geração, Britaldo Soares, questionado acerca das perspectivas de custo dos investimentos do setor²², demonstrou certa reserva. Disse não saber

de que forma os investidores olharão para o [...] setor. Evidentemente, se deixarmos de ser atraentes, eles buscarão retorno em outros investimentos. Investidor assustado não investe. Mas ainda é cedo para saber. O mais importante é saber como isso vai influenciar o custo de novos projetos daqui para frente. Temos que preservar a atratividade do setor para novos capitais. O fato é que esse novo cenário já encareceu o custo de captação de recursos.

²² Revista *IstoÉ Dinheiro*, edição 794, de 21/12/2012.

Exemplificando esse novo patamar, Britaldo esclareceu que, mesmo pouco afetada pelas mudanças, a AES Eletropaulo teve que aumentar a taxa de juro de uma operação de captação de debêntures, em curso à época da edição da MP, em 0,16% ao ano, para viabilizar a meta definida, da ordem de R\$ 750 milhões.

O certo é a extrema delicadeza do tema, uma vez que não se pode imaginar um retrocesso que volte a jogar no colo do setor público, de modo abrangente e continuado, a responsabilidade pelo provimento dos recursos de investimento, seja na geração, seja na transmissão. Embora essa responsabilidade tenha sido muito ampliada no período mais recente, a expensas do Tesouro Nacional, é duvidoso que o BNDES possa continuar assumindo, no que tange à geração, compromissos como os que teve de firmar, por exemplo, na composição dos recursos que viabilizaram os empreendimentos de Belo Monte (superiores a R\$ 22 bilhões), e das usinas do Rio Madeira (em total superior a R\$ 15 bilhões). Ou mesmo na área de transmissão, a exemplo do montante que lhe coube aportar para o *linhão do Madeira*, da ordem de um bilhão de reais.

3 O QUE NOS TROUXE A ESTA SITUAÇÃO?

A atual matriz brasileira de produção de energia elétrica é muito dependente dos fluxos da Natureza. Ao final de 2012, 71,2% da capacidade instalada de geração nacional era oriunda das chuvas ou dos ventos. Apenas 28,8% dessa capacidade tinha origem térmica, sendo imune, portanto, ao menos diretamente, aos caprichos dos fenômenos naturais (ver Figura 3).

Figura 3: Dependência da Natureza para geração de energia elétrica (31.12.2012)

Hidro	84.094,7	Térmica	32.730,8
Eólica	1.820,3	Nuclear	2007,0
Total	85.915	Total	34.737,8
% do total	71,2%	% do total	28,8%

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Por que o País chegou a esse grau de dependência dos fenômenos naturais? Essa deve ser a pergunta a ser feita, inicialmente, tendo em vista a óbvia questão de que quanto maior for essa dependência, menos segurança haverá sobre o abastecimento.

Como fica claro na Figura 3, o sistema de geração nacional é hidrotérmico, com predominância da geração hidrelétrica. A propósito, isso coloca o Brasil em

situação absolutamente vantajosa em relação à maioria dos países do mundo, que em sua grande maioria não dispõem de potencial hidrelétrico. A energia hídrica é mais barata e mais limpa, como amplamente demonstrado no mencionado Texto para Discussão nº 107. O Brasil dispõe de enorme potencial de fonte hídrica, em grande parte ainda inexplorado.

Mas o abastecimento nacional de energia elétrica precisa de confiabilidade, o que, em grandes linhas, pode ser alcançado de duas formas. A primeira, mais simples, porém mais cara e poluente, é a utilização de usinas térmicas, que podem ser operadas (i) permanentemente, ou seja, *na base* da matriz de geração, ou (ii) em regime de *back up*, sendo acionadas somente quando o nível dos reservatórios dispara o aviso de alerta. A primeira opção é mais cara, porque o maior custo da geração térmica é o do combustível (CVU), só utilizado quando a usina é chamada a gerar, como pode ser visto na Figura 2. O sistema brasileiro opera da segunda maneira. E foi em razão disso que o Operador Nacional do Sistema Elétrico solicitou o acionamento das térmicas em 18 de outubro passado, a despeito de suas desvantagens de preço e de poluição.

A outra forma de aumentar a confiabilidade do abastecimento é a construção de hidrelétricas dotadas de reservatórios adequadamente dimensionados. É óbvio que quanto maior a capacidade de reservação de água no período úmido, mais água haverá, no período da seca, para gerar energia elétrica a custos mais baixos e praticamente sem emissão de CO₂, como se depreende da Figura 3.

O grande problema é que reservatórios maiores exigem a inundação de áreas maiores. Para agravar o problema, as usinas a serem construídas doravante estarão localizadas, em sua grande maioria, na Amazônia, onde o relevo, no seu geral mais plano, dificultará a construção de reservatórios sem o alagamento de áreas mais extensas. Felizmente, a situação não é tão ruim quanto possa inicialmente parecer. A Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, divulgou dado segundo o qual se fossem somadas as áreas dos reservatórios de todas as usinas construídas e a construir na Amazônia teríamos uma área alagada de 10.500 km² de floresta, ou seja, apenas 0,16% de todo o bioma amazônico – inclusive o seu trecho situado em território estrangeiro –, uma parte ínfima, portanto, desse ecossistema tão precioso. Para facilitar a compreensão do que representa essa área, é possível dizer que ela equivale a aproximadamente o dobro do território do Distrito Federal. Vale registrar, também para efeitos comparativos, que a área total a ser ocupada pelos reservatórios

dessas usinas seria apenas um pouco superior aos 7.000 km² de área desmatada na Amazônia brasileira *só em 2010*, ano em que menos se destruiu a floresta ao longo da série histórica desse levantamento, feito pelo INPE desde 1988.²³

Contudo, a partir de meados da década de 1990, não mais se conceberam, em grandes projetos, usinas com reservatórios, ao arpejo da legislação em vigor²⁴. As razões foram a preservação de florestas, de localidades ribeirinhas e de terras indígenas e, de lá para cá, as hidrelétricas projetadas e construídas no País passaram a ser as chamadas usinas a fio d'água²⁵, que teoricamente teriam menores custos e menos problemas de licenciamento ambiental.

Apenas para dar uma ideia do que isso significa, vale analisar dados da ANEEL, relativos às hidrelétricas leiloadas de 2000 a 2012. De um total de 42 empreendimentos, que somam 28.834,74 MW, apenas dez são usinas com reservatórios. Essas usinas somam somente 1.940,6 MW de potência instalada. Os outros 32 empreendimentos, com 26.894,14 MW, são de usinas a fio d'água, ou seja, sem qualquer capacidade de guardar água para geração de eletricidade nos períodos secos. Como se vê, apenas 6,73% da capacidade de geração desses empreendimentos são provenientes de usinas com reservatório.

É certo que não haveria qualquer sentido em construir algumas dessas usinas com reservatório, uma vez que parte delas se situa em regiões com relevo completamente desfavorável a esse tipo de solução. É o caso das usinas de Santo Antônio e Jirau, em Rondônia, que somam 6.900 MW, e que não comportariam reservatórios, dada a suave topografia da região em que se encontram.

Sobretudo, há um caso notório de alteração de projeto hidrelétrico para evitar alagamento, que se constitui em excelente exemplo do que tem sido feito para contornar imensas pressões sociais (nem sempre lúcidas ou justificáveis) que têm se levantado contra o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia. É o caso da

²³ In Abbud, Omar; Faria, Ivan; e Montalvão, Edmundo – *Ambiente e Energia: Crença e Ciência no Licenciamento Ambiental – A Opção de Geração Hidroelétrica no Brasil* – Texto para Discussão nº 107, Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, Senado Federal, disponível em http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD107-EdmundoMontalvao-IvanDutra-OmarAbbud.pdf.

²⁴ Ver o já citado Texto para Discussão nº 69, p. 34

²⁵ Ver “O que são usinas hidrelétricas a fio d'água e quais os custos inerentes à sua construção”, por Faria, Ivan Dutra, em <http://www.brasil-economia-governo.org.br/page/2/>

Usina Belo Monte, projeto tomado por setores ambientalistas e indigenistas como símbolo de resistência à construção de hidrelétricas na Amazônia.

O inventário inicial de Belo Monte, na esteira de sucessivos levantamentos voltados ao dimensionamento do potencial energético da bacia do rio Xingu, data do final da década de 1970.

O primeiro levantamento, finalizado em 1978, resultou em duas alternativas (A e B) propostas para a divisão da queda, cujas características agregadas constam do Anexo VI, e podem ser resumidas em: (i) definição de 6 e 7 aproveitamentos, respectivamente, com eixos projetados no próprio Xingu, à exceção de um, na primeira alternativa, e dois, na segunda, situados no rio Iriri, seu afluente pela margem esquerda; (ii) potência instalada, energia firme e fator de capacidade bastante similares; e (iii) área relativamente grande do conjunto de reservatórios, superior a 18 mil km² em ambos os casos.

Também em ambos os casos, o aproveitamento mais importante e mais a jusante no Xingu seria o de *Kararaô*, cuja denominação foi alterada para *Belo Monte*. Posteriormente, outras alterações significativas nos parâmetros técnicos do projeto original foram efetuadas na Revisão dos Estudos de Inventário Hidrelétrico do Rio Xingu, datada de outubro de 2007 (Anexo VI).

Essa Revisão pode ser descrita, em apertada síntese, como um compromisso que abriu mão de parcela do aproveitamento ótimo do potencial energético da bacia, em troca de uma significativa redução da área alagada pelo conjunto de reservatórios dos aproveitamentos hidrelétricos originalmente previstos, como se pode acompanhar no Anexo VII. Contudo, esse compromisso não foi suficiente para garantir uma trajetória pacífica aos novos termos de projeto, tendo sido tomada, diante de volume crescente de pressões, decisão de resumir a exploração do potencial energético do Xingu ao aproveitamento de Belo Monte, nos termos da Resolução CNPE nº 6, de julho de 2008. Essa decisão foi de certo modo facilitada, nessa altura, porque as restrições impostas pelos critérios de acautelamento sócio-ambientais adotados no reestudo tornaram os demais aproveitamentos muito pouco interessantes, seja do ponto de vista de escala de geração, seja da relação entre custo e benefício econômico.

De todo modo, desde 1994 já havia orientação governamental no sentido criar condições para a *viabilização sócio-política*²⁶ do AHE Belo Monte²⁷, havendo sido produzidos sucessivos reestudos do projeto, até se chegar à configuração hoje em execução (linha *reestudo* da Figura 4), que caracteriza o empreendimento atual, desenhado como usina a fio d'água.

Esse *trade-off* determinou outras alterações em relação ao aproveitamento remanescente. O mais significativo foi o aumento da potência instalada, decisão tomada para recuperar a parcela de energia firme do complexo de Belo Monte, perdida no rastro de um modelo que consagrou a geração a fio d'água e o abandono das perspectivas de exploração dos aproveitamentos a montante de Altamira.

De fato, para um ganho de energia firme da ordem de 20% (de 3.970 MWméd para 4.796 MWméd), o reestudo elevou a potência instalada em quase 40% (de 8.009 MW para 11.181 MW); isso implicou um proporcional encarecimento das despesas com a instalação e a manutenção de conjuntos geradores mais potentes, cuja capacidade nominal foi elevada sem o conseqüente aumento da sua produção média. O fator de capacidade²⁸ adotado na atual concepção de Belo Monte não é ruim, mas os ajustes no projeto fizeram com que se visse reduzido de 0,50 para 0,43, na nova configuração.

Outra consequência importante foi a perda da capacidade de reservação, fator que, se não impacta significativamente a geração da Usina, tomada isoladamente, prejudica em dimensão nada desprezível a já decrescente capacidade relativa de reservação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Merece um registro apartado, por sinal, o fato de que a revisão do Inventário enumera, em sua metodologia, uma série de indicadores adotados para estimar os diversos impactos sócio-ambientais das alternativas apresentadas para o aproveitamento da bacia do Xingu. Sua aplicação determinou, ao fim e ao cabo, a virtual inviabilidade de adotar-se outra solução que não restringir a exploração energética de toda a bacia ao aproveitamento de Belo Monte. No entanto, permanece em vigor a obrigatoriedade legal de uso de um preciso conceito de aproveitamento ótimo para a exploração do potencial energético numa bacia fluvial. E os termos em que a lei define esse conceito dão pouca margem para a

²⁶ FIGUEIRA Neto, Carlos Alberto de M., *et alii*. “AHE Belo Monte – Evolução dos Estudos”. xxx

²⁷ Portaria DNAEE nº 769, 25 de novembro de 1994.

²⁸ Relação entre a potência média efetivamente utilizada na geração de energia e o total da potência instalada. Representa, na prática, a parcela da potência instalada efetivamente aproveitada para a produção de energia.

relativização dos critérios, ou para a assunção de perdas nos potenciais de geração. Para a lei, aproveitamento ótimo é *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*, e é esse o critério que legalmente deve presidir às decisões técnicas relativas à exploração hidroenergética.

Sem querer desconsiderar as imensas dificuldades envolvidas no imperativo de mitigar, em algum nível, os impactos sócio-ambientais decorrentes do aproveitamento do potencial da bacia do Xingu (ou outra qualquer, principalmente na Amazônia), é possível, contudo, concluir que as implicações do reestudo foram devastadoras para o uso da Bacia do Xingu na geração de energia. Uma noção desse impacto pode ser obtida no cotejo entre o primeiro Inventário (Alternativa B) e sua revisão em 2007, na forma do quadro abaixo.

Figura 4: Tabela comparativa *Alternativa B / Reestudo*

Aproveitamento		Área de Drenagem (km ²)	N.A. máx. normal (m)	N.A. min. normal (m)	Potência Instalada (MW)	Energia Firme (Mw méd.)	Fator de Capacidade	ICB* (US\$/MWh)	CUSTO (US\$.10 ⁶)	Área (km ²)
Alternativa B (inventário Eletonorte)	Irirí	116.000	206	194,7	910	380	0,42	43	1.283,70	4.060
	Carajari	132.000	172	168,3	669	285	0,43	59	1.325,10	1.380
	Gorotire	187.000	281	268,5	1.542	640	0,42	46	2.343,20	3.180
	Kayapo	210.000	239	229,2	2.514	1.160	0,46	32	2.903,50	2.370
	Carajás	289.000	184	180,5	1.702	805	0,47	33	2.093,7	2.060
	Babaquara	446.000	153	149,9	5.271	2.560	0,49	20	4.089,30	3.940
	Kararaô	477.000	95	94	8.009	3.970	0,50	13	4.238,80	1.160
TOTAL		1.857.000	-	-	20.617	9.800	0,48	23	18.277	18.150
Reestudo	Belo Monte	447.719	97	97	11.181	4.796	0,43	19,5	6.573,15	440
Diferença					9.436	5.004				17.710

Fonte: *Atualização do Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Xingu – Consolidação dos Estudos Realizados*. Relatório Geral, vol. I, Tomo I, ANEEL, processo 8500.004313/05-47.

Pode-se dizer que foi desprezada, no Xingu, mais do que uma *Belo Monte equivalente*, do ponto de vista do ótimo legal, representando um total não aproveitado de mais de 5 mil MWmed de energia firme. Para que se tenha noção da escala desse valor, basta dizer que é superior a 60% do valor de energia firme da Usina de Itaipu, maior produtora mundial de energia hidrelétrica.

Problemas semelhantes aos ocorridos no aproveitamento hidrelétrico da bacia do Xingu poderão acontecer no de outra importante Bacia da Amazônia, a do rio Tapajós, cujo inventário aponta a possibilidade de instalação de sete usinas com potência total de 14.245 MW, o equivalente à capacidade de Itaipu (14.000 MW).

Dada a conformação do complexo de aproveitamentos hidrelétricos, que se distribui pelos rios Tapajós e Jamanxim, seu afluente, as usinas se potencializam na cascata, tanto em capacidade de reservação de água, quanto no que diz respeito à sua utilização pelas várias usinas em cascata.

São Luiz do Tapajós, a última da série, funcionará como Itaipu, produzindo plenamente na maior parte do tempo. Itaipu, como se sabe, graças ao fato de ser a última usina da cascata da Bacia do Paraná, é a hidrelétrica com maior capacidade de geração do mundo, superando, inclusive Três Gargantas, na China, a despeito de esta possuir maior potência instalada. Graças a isso, São Luiz do Tapajós deverá produzir 29.548,8 GWh/ano, a partir de uma potência de projeto de 6.133 MW. Para dar termo de comparação, Itaipu bateu o recorde mundial de produção em 2013, com a geração de 98.287,1 GWh/ano. Avaliações da Eletrobras indicam que essa potência poderia ser expandida para 7.880 MW, o que aumentaria sua capacidade de geração²⁹.

As dificuldades para construir hidrelétricas nos casos dos rios Xingu e Tapajós são as mesmas. E da mesma forma, não há como se determinar se a regra do *aproveitamento ótimo* foi cumprida nos estudos da Bacia do Tapajós. É possível que a auto-restrição a que redução de custos e as facilidades de licenciamento ambiental costumam induzir tenha influenciado o inventário da Bacia.

Também no Tapajós as pressões sócio-ambientalistas continuam a ser exercidas. Como resultado disso, o mesmo Ministério Público Federal no Pará, que contabiliza 15 processos contra Belo Monte³⁰, já ajuizou ação contra São Luiz do Tapajós, acolhida pela Justiça Federal de Santarém (PA), que proibiu a concessão de licença ambiental para a usina enquanto os índios afetados não forem ouvidos e não houver avaliação ambiental integrada dos impactos de todas as usinas planejadas para a bacia fluvial.

Recentemente, lideranças dos índios munduruku pediram ao Ministro de Minas e Energia que suspenda a construção de usinas do Rio Tapajós³¹. As lideranças desses cerca de oito mil indígenas querem que o Tapajós permaneça intocado e garantem que vão resistir. *Não vamos permitir que usinas ou até mesmo que estudos sejam feitos. Vamos unir nossa gente e vamos para o enfrentamento. O Tapajós não vai sofrer como sofre hoje o Xingu*, disse à imprensa o cacique Arnaldo Munduruku.

²⁹ In Wikipedia, http://pt.wikipedia.org/wiki/Usina_Hidrel%C3%A9trica_S%C3%A3o_Luiz_do_Tapaj%C3%B3s, acessada em 20/3/2013.

³⁰ *Valor Econômico*, 18/3/2013.

³¹ *Extra*, 22/2/2013.

Parece evidente que, mais cedo ou mais tarde, tanto o Governo Federal quanto o Congresso Nacional terão que enfrentar essa problemática; é certo, contudo, que quanto antes, melhor. Por todas as razões expostas neste Texto, é possível reafirmar que o potencial hidrelétrico existente na Amazônia constitui riqueza inigualável e insubstituível, que pode beneficiar toda a população brasileira – indígenas inclusive – com energia elétrica limpa e barata. A alternativa é a situação que estamos vivendo atualmente, com a segurança do abastecimento sendo suportada por geração térmica cara e poluente, usinas que vêm sendo pagas para ficarem paradas (ao menos, até então) a maior parte do tempo.

Além das usinas do Rio Tapajós, há outros empreendimentos hidrelétricos com reservatórios de acumulação disponíveis para estudo de viabilidade na ANEEL. Esses empreendimentos também se situam a montante de outras usinas – projetadas ou já construídas –, o que geraria o benefício adicional de aproveitamento das águas em cascata, como já anteriormente comentado. São eles:

- AHE Mortes 2, no Rio Araguaia (PA), com 310 MW, a montante de Santa Isabel, Araguanã, Marabá e Tucuruí;
- AHE Arraias, no Rio Palma (TO), com 70 MW, a montante de Barra do Palma, Peixe Angical, Lajeado, Tupiratins, Estreito e Tucuruí; e
- AHE Barra do Palma, no Rio Palma (TO), com 85 MW, a montante de Peixe Angical, Lajeado, Tupiratins, Estreito e Tucuruí.

Também estão sendo inventariados os Rios do Sono e Balsas (TO); o Juma, afluente do Aripuanã (AM); o Negro (AM/RR); o Parauari (AM/PA); o Pacajá e seus afluentes Aruanã, Arapari, Pucuruí e Arataú; o Itacaiúnas e seu afluente Parauapebas; o São Benedito; e o Trombetas, todos no Estado do Pará. É grande a probabilidade de existência de aproveitamentos hidrelétricos com reservatórios de acumulação.

Outro inventário com perspectivas de excelente fator de capacidade, por ser o penúltimo aproveitamento na linha de cascata da Bacia do Rio Paraná, é o que está sendo dimensionado entre o canal de fuga da Usina Porto Primavera e o remanso do reservatório de Itaipu.

Esses são, portanto, os empreendimentos hidrelétricos em estado mais adiantado dentre os que o País pode dispor. O seu aproveitamento é crucial para manter limpa e barata a matriz brasileira de geração de energia elétrica, bem como para a estratégia nacional de desenvolvimento socioeconômico.

Embora fora do escopo deste trabalho, cabe delinear – ainda que em grandes números – as possibilidades de efetivo aproveitamento do potencial nacional de geração hidrelétrica, e avaliar em quanto o têm restringido as limitações seguidamente impostas pelos fatores sócio-ambientais.

Para tanto, são trazidos dados constantes do Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), divulgado em 2007 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entidade vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Reza o Plano que:

Se considerado que certas interferências são intransponíveis (*sic*), a possibilidade de aproveitamento desse potencial no horizonte do estudo se reduz muito. Por exemplo, o potencial a aproveitar (...), 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.

Continua o Plano:

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** [*grifo nosso*]. 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.

Ora, um ponto relevante a se considerar, em relação ao número de 77.104 MW, relativo ao *saldo* de potência estabelecido como máximo aproveitável, é que dele ainda não foram descontados os volumes de potência instalada previstos no projeto da UHE Belo Monte, no Rio Xingu, nem os das UHEs de Santo Antônio e de Jirau, no Rio Madeira. Deduzida essa capacidade, o potencial ainda aproveitável reduz-se a menos de 60.000 MW, volume cuja escala chega a ser comparável com os quase 50.000 MW que foram *aprioristicamente restringidos* no Plano.

Para o preço da energia gerada, as consequências desse virtual afunilamento no estoque de aproveitamentos hidrelétricos não restritos (segundo os critérios adotados pelo PNE 2030) são ainda mais graves. É que, ao se expurgar do estoque total a lista dos potenciais restringidos, abrevia-se a fila dos empreendimentos remanescentes, sendo fácil

prever que a curva dos custos marginais de energia crescerá mais rapidamente agora, uma vez que tornam-se mais próximos da vez os aproveitamentos de baixa eficiência econômica. As consequências de todos esses entraves ao abastecimento nacional de energia elétrica estão começando a se fazer sentir de forma clara. Com o natural aumento do consumo de energia elétrica, em razão de fatores como o crescimento populacional, a melhoria das condições de vida da população e a restrição à construção de usinas com reservatórios, o estoque de água dos reservatórios das hidrelétricas do SIN destinado à geração nos períodos de seca vem durando menos, ano a ano.

No passado, o SIN tinha capacidade de armazenamento plurianual, ou seja, a água armazenada nos reservatórios era suficiente para atender a demanda por energia para o ano em curso e os seguintes, mesmo em períodos de chuvas fracas³². Desde a década de 1990, o Sistema perdeu essa capacidade e a tendência para o futuro é de piora, conforme dados do ONS, expressos na Figura 5, a seguir, que mostra a evolução da relação entre a energia armazenada máxima nos reservatórios e a carga do SIN.

Figura 5: Relação entre Energia Armazenada Máxima e Carga do SIN (projeção 2012-2016)



Fonte: Relatório do Plano Anual da Operação Energética – PEN 2012.

³² Ver o Texto para Discussão nº 19, “O Setor Elétrico e o Horário de Verão” por Montalvão, Edmundo, em http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD19-EdmundoMontalvao.pdf, para discussão mais aprofundada sobre a operação do SIN e a segurança do abastecimento.

Essa política de fato começa a preocupar as autoridades do setor. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2020, do Ministério de Minas e Energia,

(...) análises (...) indicam a necessidade de valorizar e se buscar a viabilização de usinas com capacidade de regularização, de forma a tornar flexível a operação dos reservatórios atualmente instalados no sistema e minimizar o despacho das termelétricas, tanto com vistas à redução do custo total de operação, como para a diminuição das emissões de gases de efeito estufa.³³

O Plano também informa que a partir deste ano não haverá a entrada em operação de usinas com reservatórios expressivos, mas sim de grandes usinas a fio d'água, das quais Belo Monte, prevista para 2016, é a mais importante. Por suas dimensões e capacidade de geração, bem como das características climatológicas da região em que se localiza, Belo Monte, mesmo sem reservatório, ajudará a poupar água nos reservatórios das usinas do Sudeste/Centro-Oeste.

Mantida a política atual, explicitada no texto preliminar do Plano Decenal 2021³⁴, o aumento da capacidade instalada das usinas hidrelétricas, estimado para 2021, será de 40%. Já a capacidade de armazenamento dos reservatórios crescerá apenas 5%. Será que esse quadro reflete um nível adequado de aproveitamento do potencial hídrico brasileiro, conforme dita o interesse nacional e determina a lei?

Vale repetir que, de acordo com o já citado boletim *Energy Report*, de dezembro de 2012, da consultoria PSR, os reservatórios das hidrelétricas brasileiras iniciaram 2012 com um dos mais altos níveis de armazenamento dos últimos doze anos. Em fevereiro do ano passado, o estoque d'água do subsistema Sudeste/Centro-Oeste – que responde por 70% da capacidade total do Sistema – havia alcançado 80% da sua capacidade total, como visto. Mesmo assim, o conjunto do Sistema não resistiu à demanda e as térmicas foram chamadas a gerar. Será que o Sistema resistirá à demanda, se o subsistema Sudeste/Centro-Oeste terminar o período úmido com algo perto de 60%, como é possível antever?

Mas não foi apenas a construção de usinas sem reservatórios que trouxe a ameaça de racionamento de volta ao debate, no final de 2012. Atuaram ainda outras

³³ PDE 2020, Ministério de Minas e Energia, p. 28.

³⁴ Texto disponível em http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2012/Relatxrio_PDE2021_ConsultaPxblica.pdf, acessado em 20/2/2013.

causas, igualmente apontadas no Texto para Discussão nº 69, algumas das quais vale a pena recapitular.

O Governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva assumiu em 2003 com algumas preocupações em relação ao setor elétrico: garantir o abastecimento de energia elétrica do País, a universalização do serviço e a modicidade tarifária, além de corrigir o que entendia como deficiências do arranjo setorial, algumas delas coincidentes com o diagnóstico feito pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, instituída em 2001.

Para isso, no entendimento do Governo, expresso nas Exposições de Motivos das Medidas Provisórias nº 144 e 145, de 2003, a palavra chave era planejamento, função governamental que, segundo os integrantes da nova Administração, havia sido abandonada a partir da reestruturação setorial feita na gestão do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

O simples anúncio da mudança da legislação, em fevereiro de 2003, gerou a virtual suspensão dos investimentos no setor, especialmente no que diz respeito aos empreendimentos de geração. Ninguém queria correr o risco de investir sem conhecer suas novas regras.

Contudo, as Medidas Provisórias editadas em dezembro de 2003 só se transformaram em lei em 15 de março de 2004, após duros embates no Congresso. E a suspensão dos investimentos prolongou-se até a metade de 2004, quando a edição do Decreto nº 5.631/2004, de 30 de julho, completou as alterações pretendidas pelo Governo, e os investidores puderam avaliar concretamente o sentido e a extensão das mudanças, entre as quais constava a exigência de obtenção de licenciamento ambiental prévio ao lançamento dos processos licitatórios de novas hidrelétricas.

O hiato completo na realização dos leilões de aproveitamentos hidrelétricos foi de três anos e cinco meses, entre julho de 2002 e dezembro de 2005, quando eles foram por fim retomados, ainda que de forma tímida. Em consequência, foi inevitável acelerar a instalação de usinas térmicas, e aumentar sua participação na geração de energia.

Outro efeito negativo advindo da demora na licitação de aproveitamentos hidrelétricos foi a necessidade de instituir mecanismos adicionais para aumento da segurança do abastecimento, a exemplo do despacho da geração fora da ordem de mérito

econômico, determinado pela Resolução nº 8, de 20 de dezembro de 2007, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Essa quebra do critério de menor ônus econômico permitiu que as térmicas, embora mais caras, viessem a ser acionadas antes mesmo das reservas de água das hidrelétricas. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ficou, assim, autorizado a *extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético (...), despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE*. Nesses casos, a decisão do CMSE deve, segundo a resolução, ser respaldada em nota técnica do ONS.

Num período de seis anos, entre 2003 e 2008, entraram em operação 20.767 MW, computadas todas as fontes constitutivas da matriz energética, numa média de 3.461 MW anuais. Desse total, entretanto, somente 9.543,97 MW eram provenientes de fontes hidráulicas, aí incluídos empreendimentos que já estavam em obras antes de 2003. É importante notar que *todas as hidrelétricas que entraram em operação entre 2003 e 2008 haviam sido leiloadas até julho de 2002*, antes, portanto, da alteração da legislação setorial processada ao longo do primeiro mandato do Presidente Lula.

A já mencionada construção de hidrelétricas a fio d'água ou com pouquíssima capacidade de reservação, aliada aos atrasos descritos, também vem fazendo com que cresça a participação térmica na matriz brasileira de geração de eletricidade. Esse fenômeno não começou, é bom que se diga, nos leilões introduzidos pela nova legislação, aprovada pelo Congresso em 2004. Ele data da instituição do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), cujos efeitos iniciais começaram a se manifestar já a partir de 2001³⁵.

As dificuldades de licitação de aproveitamentos hidrelétricos verificadas a partir de 2003 não podem, em absoluto, ser atribuídas apenas à introdução do Licenciamento Ambiental Prévio como requisito para o leilão de novos aproveitamentos. Na verdade, foi implantado, no País, um clima desfavorável ao licenciamento de usinas hidrelétricas, especialmente àquelas com reservatórios, do qual o exemplo mais evidente é a Usina de Belo Monte, projeto cujos estudos iniciais recuam aos anos 1970. Com isso, o licenciamento ambiental se tornou lento, reduzindo o ritmo de construção de usinas.

³⁵ Vide o já citado Texto para Discussão nº 69, p. 17

Esse clima negativo é mantido por meio de um eficiente trabalho de comunicação, realizado por organizações ambientalistas e indígenas, por celebridades internacionais, e por determinados movimentos sociais, tais como o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB). Eles têm sido extremamente eficientes em mobilizar a imprensa e a opinião pública contra a construção de usinas hidrelétricas, em geral, e, em especial, daquelas dotadas de reservatórios d'água.

Esse ambiente contribui para que alguns procuradores e promotores façam também uma aberta e persistente litigância contra a construção de hidrelétricas, muitas vezes calcada em argumentos de pertinência duvidosa, mas frequentemente acolhidos pelo Judiciário, gerando atrasos e protelando o licenciamento e o desenvolvimento das obras das usinas.

Exemplo disso é a prática de denúncia judicial requerendo a responsabilização pessoal de servidores públicos pela concessão de licença ambiental a empreendimentos hidrelétricos. Essas ações visam intimidar especificamente os servidores dos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental, que temem punições individualizadas e hesitam em conceder as licenças. Quando não, são utilizados bloqueios de estradas e outras ações violentas em canteiros de obras regularmente licenciadas, amplamente noticiadas pela imprensa durante todo o ano passado e já verificadas também neste início de ano, com o intuito de obstaculizar a construção de novas usinas.

Todo esse quadro, em que fatores os mais diversos conspiram contra a construção de hidrelétricas, fez com que, de 2003 para cá, fossem licitados somente 19 empreendimentos hidrelétricos, correspondentes a uma capacidade de 11.832,4 MW, se excluída desse número a Usina Belo Monte – projeto de 11.233 MW, em processo de desenvolvimento desde a década de 1970. Desse total, apenas três usinas, que somavam 578 MW, tinham reservatório.

Em contrapartida, as termelétricas são fácil e rotineiramente licenciadas. Não há pressões, nem campanhas contra essa modalidade de geração, de característica marcadamente poluente. A restrição mais relevante à concessão de licença ambiental para as termelétricas foi a edição, em 2009, da Instrução Normativa nº 7, do IBAMA, que criou contrapartidas mitigatórias, cuja eficácia, entretanto, encontra-se suspensa por determinação da Justiça.

A consequência disso foi que, nos dez anos entre 2003 e 2012, a participação de hidrelétricas na matriz de geração nacional caiu de 80,3% para 68,9%, enquanto a das térmicas cresceu de 17,2% para 27,8% do total. De fato, o processo de desenvolvimento econômico tem exigido um acréscimo anual da capacidade de geração de algo em torno de 4.000 MW, o que foi adequadamente atendido no período, vez que a capacidade brasileira cresceu 42.500 MW segundo a base fiscalizada pela Aneel.

O que esses percentuais de variação não mostram é uma brutal mudança nos paradigmas de composição do parque de geração, tendo sido a ela agregados, nesse período, quantitativos praticamente idênticos de energia de origem hídrica e térmica, ambos ligeiramente superiores aos 20.000 MW. No caso das térmicas, o montante registrado ao final de 2002, da ordem de 13.800 MW, atingiu, em 2012, a casa dos 34.100 MW. Parcela desse acréscimo certamente se destina a complementar os novos empreendimentos hidrelétricos adicionados à matriz com baixa capacidade de reservação, operando em regime de *back up*. Outra parcela, contudo, já se incorpora à própria base produtiva da matriz, sem dúvida cumprindo um papel importante na manutenção das condições para o desenvolvimento nacional, mas, também, onerando significativamente o preço da energia e aumentando a quantidade de carbono lançada na atmosfera.

A consequência de todo esse estado de coisas é a expansão da capacidade termelétrica na matriz de geração de energia elétrica, mutação registrada, inclusive, no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 (PDE 2020), do Ministério de Minas e Energia. De acordo com o Plano, a capacidade termelétrica instalada no Sistema Interligado Nacional sofrerá um acréscimo de 69,8% no período de 2010 a 2020, passando de 16.820 MW para 28.187 MW. Seriam 11.367 MW a mais de energia dessa origem no âmbito do Sistema. Segundo o Plano, e em decorrência da expansão das térmicas e outras fontes, as usinas hidrelétricas corresponderiam a 67% da capacidade instalada nacional em 2020, contra os 76% que representavam em 2010.

Felizmente, uma parte considerável do aumento da capacidade não hídrica do sistema é proveniente de fonte eólica, em franca expansão no Brasil, dada a competitividade que ganhou nos últimos anos (vide tabela de preços neste Texto). Apenas 831 MW dessa fonte eram oferecidos em 2010. A previsão é de que se chegue a 2020 com uma oferta de 11.532 MW, um crescimento de 1.288%.

Toda essa capacidade poderá ser aproveitada complementarmente na geração de base, suplementando a geração hidrelétrica e permitindo, com isso, evitar o lançamento de toneladas de carbono na atmosfera, economizar água nos reservatórios das usinas e desonerar um pouco a tarifa paga pelo consumidor final, já que sua geração é bem mais barata e limpa que a térmica, como já visto.

Contudo, as usinas eólicas exigem – e essa é uma questão fundamental! – a disponibilidade de uma fonte de geração firme equivalente à sua para atuar em regime de *backup*, já que as eólicas somente geram quando há ventos. Em termos práticos, essa capacidade firme só pode ser oferecida, na matriz brasileira, por geração hidrelétrica ou térmica. Logo, se não houver água suficiente acumulada nos reservatórios das hidrelétricas, a térmicas terão de complementar o parque eólico quando ele não estiver produzindo por falta de vento. Além disso, deve-se ter em mente que a inserção de geração eólica no SIN é uma novidade ainda não completamente dominada, o que reforça a criticidade da fonte suplementar, nesse caso.

Outro aspecto em que o planejamento governamental falhou – a despeito da ênfase que teve, como fundamento das alterações que a legislação setorial sofreu, a partir de 2003 – foi na tempestiva construção e entrega de linhas de transmissão, elementos igualmente fundamentais ao abastecimento nacional de eletricidade.

O formato das licitações das linhas de transmissão foi uma das poucas variáveis administrativas do setor elétrico que não sofreu alterações em 2003. Contudo, segundo dados da ANEEL, das 139 linhas em construção, em 18 de fevereiro de 2013, 96 tinham atrasos em seus cronogramas de execução. Empresas estatais – CHESF, Eletronorte, Furnas e COPEL – respondem diretamente por 42 desses empreendimentos, dos quais 36 estão atrasados. Não estão incluídos nesses atrasos os das Sociedades de Propósito Específico que disputam os leilões de linhas, das quais fazem parte, às vezes majoritariamente, empresas estatais, como nos casos da Linha Verde Transmissora de Energia, que tem como acionista majoritária a Eletronorte, e a Transenergia Goiás, capitaneada por Furnas.

Os prejuízos que isso causa ao Sistema Interligado Nacional não são pequenos. Examinemos o caso dos parques eólicos da região de Caetité, na Bahia. Com quase 300 MW de potência, é o maior conjunto eólico da América Latina e tem capacidade suficiente para abastecer uma cidade como Brasília.

Esses empreendimentos ficaram prontos em julho de 2012, depois de 17 meses de obras, e de um investimento de R\$ 1,2 bilhão. O sistema de transmissão necessário para conectá-lo ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que inclui uma linha de 120 km de extensão, de responsabilidade da CHESF, não está pronto e só deverá estar concluído em setembro de 2013. Com isso, essa energia limpa, que poderia estar economizando água dos reservatórios das hidrelétricas desde 9 de julho passado, quando as obras foram inauguradas, simplesmente não entrou no sistema.

Os prejuízos financeiros daí decorrentes são grandes. A CHESF foi multada pela ANEEL em R\$ 12 milhões. A energia, mesmo não gerada, está sendo paga pelo consumidor desde julho – já que o cronograma do empreendimento de geração foi cumprido –, a uma razão de R\$ 33,6 milhões por mês. Segundo cálculos da ANEEL, essa conta somará R\$ 400 milhões desperdiçados caso o sistema de transmissão seja concluído em conformidade com a nova previsão, ou seja, em setembro deste ano. Como a CHESF é uma empresa estatal, o prejuízo com essa penalidade, além de atingir o consumidor, também recairá, ainda que de forma indireta, sobre o contribuinte e o cidadão.

Isso significa que há algo no planejamento e na fiscalização das obras que não vai bem. Mesmo com planejamento não se consegue evitar atrasos nas obras de hidrelétricas, em razão de problemas de licenciamento ambiental, e muito menos tornar tempestivas as obras de transmissão, o que impede a entrada de energia nova no Sistema. Há outros casos flagrantes de descoordenação entre obras de geração e de transmissão.

Na fiscalização, o atraso das obras e os constantes apagões verificados nos últimos anos, devidos a falhas no sistema de transmissão, indicam crescente sucateamento do sistema, circunstância que poderia ser evitada se aportados os investimentos necessários e garantida a adequada fiscalização.

4 CONCLUSÃO

Inegavelmente, o Brasil é um dos países mais privilegiados do mundo em matéria de potenciais e de fontes de geração de energia elétrica. Dispomos do terceiro maior potencial hídrico do mundo, com 10% da disponibilidade mundial, atrás da China, que tem 13% do total, e da Rússia, que conta com 12%. Depois do Brasil, vêm o Canadá, com 7%; o Congo e a Índia, com 5%, cada; e os Estados Unidos, com 4%.

Boa parte do potencial hídrico brasileiro já foi transformado em usinas e o País tem, hoje, uma potência instalada de 84.464 MW. O potencial hidrelétrico ainda passível de aproveitamento é estimado em 126 mil MW. Além disso, há bons ventos e intensa insolação em quase todo o território, sem contar com as reservas de petróleo e gás, e com a cultura de cana-de-açúcar.

Contudo, a fonte mais barata e menos poluente de energia elétrica entre todas essas continua sendo a hídrica (vide Figura 2). Apesar disso, um ativismo sócio-ambiental de variada procedência, mas de boa capacidade de comunicação, tem feito com que, a partir da década de 1990, se torne cada vez mais difícil construir usinas hidrelétricas no Brasil. Em face dessa oposição e flagrante desrespeito à legislação vigente³⁶, os projetos de novas hidrelétricas não têm sido feitos com reservatórios, mesmo quando isso é possível e tecnicamente recomendável.

Os inventários das bacias hidrográficas são realizados buscando-se o menor alagamento possível. Com isso, as usinas tornam-se mais baratas e mais fáceis de licenciar. Mas perde-se um potencial de geração de energia elétrica que jamais será recuperado.

A alternativa segura a isso é a geração térmica, muito mais cara e mais poluente, se não se considerar a alternativa nuclear, tão estigmatizada. Só as térmicas, que não sofrem pressão semelhante, vêm conseguindo se multiplicar, ocupando papel crescentemente importante e necessário. Com o aumento do consumo de energia elétrica, o volume de água dos reservatórios das hidrelétricas existentes dura cada vez menos, determinando a necessidade de uso da geração térmica de modo mais frequente, como está acontecendo agora. É possível arriscar que não demorará muito, mantido o quadro atual, venham elas a compor (ainda que nem todas) a base de geração, passando a operar em regime continuado.

Felizmente, a alternativa eólica tem alcançado um patamar competitivo no Brasil, mesmo que em função de algum grau de subsídio. Dessa forma, pode ela constituir-se em fonte de geração adequada para atuação na base do Sistema, suplementando a geração hidrelétrica de modo a guardar água nos reservatórios das usinas para os períodos mais críticos de chuvas e demandando operação menos frequente do *backup* termelétrico.

³⁶ Lei nº 9.074/95, art. 5º, § 3º.

De qualquer modo, é imperativo aproveitar com mais eficiência – como recomenda a razão e determina a lei – a capacidade brasileira de geração hidrelétrica. Num compromisso pouco claro entre o aproveitamento ótimo do seu potencial hidrelétrico e as pressões sócio-ambientais que se ergueram contra sua exploração, mais de 5 mil MW méd de energia (montante superior a 60% da energia gerada por Itaipu) foram deixados de lado, na Bacia do Rio Xingu. A exploração do Tapajós somente agora entrou na agenda dos meios de comunicação, mas seus números já impressionam muito, sendo o conjunto gerador para lá previsto superior, em capacidade, ao da própria Itaipu. E esses números já incorporam, com grande probabilidade, um determinado nível de compromisso com as preocupações sócio-ambientais, embora não seja possível avaliar em quanto e de que forma foram definidas as perdas impostas à dimensão energética já na fase de concepção.

É importante, contudo, nesse como em outros casos, que se façam compromissos claros e equilibrados, no sentido de compatibilizar as demandas nacionais pela geração de energia de fonte hídrica e as práticas respeitadas que se deve adotar em relação ao meio-ambiente. Mas esse contexto tem se demonstrado pouco transparente, no Brasil, não sendo de amplo conhecimento público, por exemplo, as perdas que a Nação vem sofrendo *(i)* pelo não aproveitamento de potencial energético disponível (mais de 5.000 MW, no Xingu, conforme historiado) e *(ii)* pela crescente perda da capacidade de reservação do SIN, decorrente de uma virtual política de *veto branco* à construção de reservatórios.

Como consequência dessa situação, o Brasil vem sofrendo não somente evidentes e pesados impactos econômicos, representados por forte pressão sobre o preço da energia, decorrente da progressiva adoção de fontes mais onerosas de geração, mas, também, de natureza ambiental, provocados pelo acionamento cada vez mais frequente das usinas térmicas, que deveriam atuar como *backup* – prática essa já faz tempo imposta principalmente pela vertiginosa perda da capacidade de reservação do Sistema Interligado Nacional.

No futuro, quando o potencial hidráulico finalmente tiver sido esgotado, a maciça introdução de termoeletricas na base da matriz será praticamente inevitável, e implicará numa escalada das tarifas. Por isso, para mitigar os efeitos dessa tendência, é fundamental que usinas hidrelétricas sejam construídas com reservatórios, pois eles efetivamente serão o contraponto à pressão altista das tarifas.

A recente emergência da província mineral de *shale-gas*, nos Estados Unidos, recuperada para a exploração econômica a partir de uma bem-sucedida combinação de inovação tecnológica e maciça inversão de *venture capital*, já é uma realidade concreta, e está contribuindo para uma rápida queda do preço da energia naquele País. Como resultado disso, plantas industriais transferidas para o Extremo Oriente, o Sudeste Asiático e o México, nas últimas décadas, estão sendo repatriadas, influenciando fortemente no movimento de recuperação da economia estadunidense, ora em curso.

Energia barata é desenvolvimento econômico, em franca e direta relação. E, no caso do *shale-gas*, também tem significado melhora substancial da poluição ambiental, uma vez que as usinas térmicas a carvão, reconvertidas para a nova tecnologia, apresentam saldo negativo na emissão de CO₂ da ordem de 50%, e índices próximos a zero de emissão de partículas sólidas.

Quando o País abre mão de seu potencial hidrelétrico, em nome de questões de natureza sócio-ambiental, o ambiente passa a sofrer com quantidades crescentes de carbono jogadas na atmosfera, perdendo-se, ao mesmo tempo, um poderoso fator de desenvolvimento tão importante para uma economia como a brasileira: a energia barata.

Qual a racionalidade de tal encaminhamento?

Anexo I – Energia Armazenada Máxima (EAMáx) / reservatório (SIN)
(agregação por subsistema). Fonte: ONS.

	Ear Max (MWmed)	% Bacia	% Subsistema	% SIN
BRASIL	287.716			100,00%
SUDESTE	201.717		100,00%	70,11%
GRANDE	52.039	100,00%		25,80%
CAMARGOS	1.571	3,02%		0,78%
FURNAS	35.228	67,70%		17,46%
M. MORAES	4.405	8,46%		2,18%
CACONDE	858	1,65%		0,43%
MARIMBONDO	5.494	10,56%		2,72%
A. VERMELHA	4.482	8,61%		2,22%
PARANAÍBA	76.170	100,00%		37,76%
SERRA DO FACÃO	6.613	8,68%		3,28%
EMBORCAÇÃO	21.834	28,67%		10,82%
NOVA PONTE	22.977	30,17%		11,39%
MIRANDA	271	0,36%		0,13%
CORUMBA	1.541	2,02%		0,76%
CORUMBÁ III	423	0,56%		0,21%
CORUMBÁ IV	1.281	1,68%		0,64%
ITUMBIARA	15.917	20,90%		7,89%
SÃO SIMÃO	5.125	6,73%		2,54%
CAÇU	31	0,04%		0,02%
BARRA DOS COQUEIROS	39	0,05%		0,02%
ESPORA	116	0,15%		0,06%
PARANÁ	6.216	100,00%		3,08%
L. SOLTEIRA	6.216	100,00%		3,08%
TIETÊ	7.510	100,00%		3,72%
GUARAPIRANGA	407	5,42%		0,20%
BILLINGS	2.507	33,38%		1,24%
B. BONITA	2.748	36,59%		1,36%
PROMISSÃO	1.848	24,61%		0,92%
TRÊS IRMÃOS		0,00%		0,00%
PARANAPANEMA	11.751	100,00%		5,83%
JURUMIRIM	4.050	34,46%		2,01%
CHAVANTES	3.300	28,08%		1,64%
MAUÁ	459	3,91%		0,23%
CAPIVARA	3.942	33,55%		1,95%
PARAÍBA DO SUL	7.360	100,00%		3,65%
JAGUARI	1.184	16,09%		0,59%
PARAIBUNA	4.459	60,58%		2,21%
SANTA BRANCA	442	6,01%		0,22%
FUNIL	794	10,78%		0,39%
LAJES	482	6,54%		0,24%
PARAGUAI	563	100,00%		0,28%
MANSO	563	100,00%		0,28%
DOCE	13	100,00%		0,01%
PORTO ESTRELA	13	100,00%		0,01%
JEQUITINHONHA	2.014	100,00%		1,00%
IRAPÉ	2.014	100,00%		1,00%
SÃO FRANCISCO - SE	2.603	100,00%		1,29%
RETIRO BAIXO	11	0,44%		0,01%
TRÊS MARIAS	2.315	88,92%		1,15%
QUEIMADO	277	10,64%		0,14%
TOCANTINS - SE	35.226	100,00%		17,46%
PEIXE ANGICAL	114	0,32%		0,06%
SERRA DA MESA	35.113	99,68%		17,41%
AMAZONAS - SE	252	100,00%		0,13%
SAMUEL	252	12,53%		0,13%
SUL	19.873		100,00%	6,91%
IGUAÇU	10.121	100,00%		50,93%
SANTA CLARA-PR	368	3,63%		1,85%
JORDÃO	20	0,19%		0,10%
G. B. MUNHOZ	6.039	59,67%		30,39%
SEGREDO	456	4,50%		2,29%
SALTO SANTIAGO	3.239	32,00%		16,30%
URUGUAI	5.916	100,00%		29,77%
BARRA GRANDE	3.023	51,10%		15,21%
CAMPOS NOVOS	233	3,93%		1,17%
MACHADINHO	916	15,49%		4,61%
PASSO FUNDO	1.733	29,30%		8,72%
QUEBRA QUEIXO	10	0,17%		0,05%
JACUI	3.196	100,00%		16,08%
ERNESTINA	211	6,61%		1,06%
PASSO REAL	2.985	93,39%		15,02%
PARANAPANEMA	255	100,00%		1,28%
MAUÁ	255	100,00%		1,28%
CAPIVARI CACHOEIRA	385	100,00%		1,94%
G. P. SOUZA	385	100,00%		1,94%
NORDESTE	51.859		100,00%	18,02%
SÃO FRANCISCO	50.232	100,00%		96,86%
RETIRO BAIXO	43	0,09%		0,08%
TRÊS MARIAS	16.085	32,02%		31,02%
QUEIMADO	487	0,97%		0,94%
SOBRADINHO	30.184	60,09%		58,20%
LUIZ GONZAGA	3.434	6,84%		6,62%
JEQUITINHONHA	1.010	100,00%		1,95%
IRAPÉ	1.010	100,00%		1,95%
PARNAÍBA	264	100,00%		0,51%
BOA ESPERANÇA	264	100,00%		0,51%
PARAGUAÇU	353	100,00%		0,68%
PEDRA DO CAVALO	353	100,00%		0,68%
NORTE	14.267		100,00%	4,96%
AMAZONAS	22	100,00%		0,16%
CURUA-UNA	22	100,00%		0,16%
TOCANTINS	14.245	100,00%		99,84%
SERRA DA MESA	6.470	45,42%		45,35%
PEIXE ANGICAL	143	1,01%		1,00%
TUCURUI	7.632	53,58%		53,49%

Anexo II – Parque termelétrico do SIN

(CVU: valores considerados na elaboração do PMO Março/2013; UTEs participante dos Leilões de Energia: atualização mensal a cargo da CCEE).

UTE	SUBSISTEMA	COMBUSTÍVEL	POT. EFETIVA (MW)	CVU (R\$/MWh)
ALEGRETE	S	OLEO	66	724,87
ALTOS	NE	DIESEL	13	644,42
ANGRA 1	SE/CO	NUCLEAR	657	24,27
ANGRA 2	SE/CO	NUCLEAR	1.350	19,28
ARACATI	NE	DIESEL	12	644,42
ARAUCARIA	S	GAS	484	304,42
ATLANTIC_CSA	SE/CO	GAS	235	126,32
BAHIA 1	NE	GAS	32	717,81
BATURITE	NE	DIESEL	12	644,42
CAMACARI G	NE	GAS	347	732,99
Camacari MI	NE	OLEO	148	825,79
Camacari PI	NE	OLEO	150	825,79
CAMPINAGRANDE	NE	OLEO	169	545,19
CAMPO MAIOR	NE	DIESEL	13	644,42
CANDIOTA 3	S	CARVAO	350	56,71
CANOAS	S	DIESEL	249	541,93
CAUCAIA	NE	DIESEL	15	644,42
CHARQUEADAS	S	CARVAO	72	169,55
Cisframa	S	BIOMASSA	4	202,71
COCAL	SE/CO	BIOMASSA	28	157,85
CRATO	NE	DIESEL	13	644,42
CUBATAO	SE/CO	GAS	250	218,86
CUIABA CC	SE/CO	GAS	480	722,52
DAIA	SE/CO	DIESEL	44	701,67
DO ATLANTICO	SE/CO	GAS PROCESSO	255	0
ELETROBOLT	SE/CO	GAS	386	197,17
ENGUIA PECEM	NE	DIESEL	15	644,42
FAFEN	NE	GAS	138	188,15
FIGUEIRA	S	CARVAO	20	352,1
FORTALEZA	NE	GAS	347	101,47
GERAMAR I	N	OLEO	166	545,17
GERAMAR II	N	OLEO	166	545,17
GLOBAL 1	NE	OLEO	149	541,42
GLOBAL 2	NE	OLEO	149	541,42
Goiânia 2 BR	SE/CO	DIESEL	145	763,68
IBIRITERMO	SE/CO	GAS	226	188,89
IGARAPE	SE/CO	OLEO	131	645,3
IGUATU	NE	DIESEL	15	644,42
J.LACERDA A1	S	CARVAO	100	207,4
J.LACERDA A2	S	CARVAO	132	156,45
J.LACERDA B	S	CARVAO	262	155,5
J.LACERDA C	S	CARVAO	363	128,25
JUAZEIRO	NE	DIESEL	15	644,42
JUIZ DE FORA	SE/CO	GAS	87	150
LINHARES	SE/CO	GAS	204	126,75
MACAE MER	SE/CO	GAS	923	347,82
MARACANAUI	NE	OLEO	168	529,27
MARAMBAIA	NE	DIESEL	13	644,42
MARANHAO IV	N	GAS	338	79,85
NAZARIA	NE	DIESEL	13	644,42
NORTEFLU-1	SE/CO	GAS	400	37,8
NORTEFLU-2	SE/CO	GAS	100	58,89
NORTEFLU-3	SE/CO	GAS	200	102,84
NORTEFLU-4	SE/CO	GAS	169	149,33
NOVAPIRAT	SE/CO	GAS	576	233,27
P. PECEM 1	NE	CARVAO	720	104,59
P.MEDICI A	S	CARVAO	126	115,9
P.MEDICI B	S	CARVAO	320	115,9
PALMEIRA GOI	SE/CO	DIESEL	176	737,44
Pau Ferro I	NE	DIESEL	103	1115,58
PETROLINA	NE	OLEO	136	906,01
PIE-RP	SE/CO	BIOMASSA	30	171,58
PORTO ITAQUI	N	CARVAO	360	107,17
Potiguar	NE	DIESEL	53	1006,23
Potiguar III	NE	DIESEL	66	1006,22
R.SILVEIRA	SE/CO	DIESEL	32	523,35
S.JERONIMO	S	CARVAO	20	248,31
ST.CRUIZ 34	SE/CO	OLEO	440	310,41
ST.CRUIZ NOVA	SE/CO	GAS	564	85,46
SUAPE II	NE	OLEO	381	554,96
T.NORTE 2	SE/CO	OLEO	340	487,56
TERMOBAHIA	NE	GAS	186	204,43
TERMOCABO	NE	OLEO	50	538,53
TERMOCEARA	NE	GAS	220	216,57
Termomanaus	NE	DIESEL	156	1115,58
TERMONORDEST	NE	OLEO	171	541,24
TERMOPARAIBA	NE	OLEO	171	541,24
TERMOPE	NE	GAS	533	70,16
TERMORIO	SE/CO	GAS	1.058	153,28
TRES LAGOAS	SE/CO	GAS	386	126,07
UTE SOL	SE/CO	GAS PROCESSO	197	0
VALE DO ACU	NE	GAS	323	287,83
VIANA	SE/CO	OLEO	175	545,18
W.ARJONA G	SE/CO	GAS	206	197,85
XAVANTE	SE/CO	DIESEL	54	1017,34

Fonte: ONS.

Anexo III – Tabela de CVU médio por combustível
(média ponderada pela capacidade instalada).

COMBUSTÍVEL	POT. EFETIVA (MW)	CVU MÉDIO (R\$/MWh)
NUCLEAR	2.007	20,91
CARVÃO	2.159	176,85
BIOMASSA	212	642,62
GÁS	5.646	226,39
DIESEL	4.268	340,66
ÓLEO	4.591	432,48
GÁS PROCESSO	430	-
TOTAL	19.312	273,26

Fonte: ONS.

Anexo IV – Encargos de Serviço de Sistema – ESS (2009 a 2012)
(restrições de operação: segurança elétrica do sistema; encargos energéticos: garantia no atendimento energético).

ANO	PERIODO	RESTRICÇÕES DE OPERAÇÃO	ENCARGOS ENERGETICOS	GT SIN (MWmed)
2009	TOTAL	R\$ 236.126.182,15	R\$ 234.629.669,19	3.330
2010	jan/10	R\$ 64.240.992,32	-	3.528
	fev/10	R\$ 118.042.178,44	-	4.201
	mar/10	R\$ 97.670.369,67	-	3.874
	abr/10	R\$ 76.339.896,08	-	3.390
	mai/10	R\$ 75.075.655,66	R\$ 44.660.618,62	4.531
	jun/10	R\$ 65.491.908,88	R\$ 76.371.018,04	6.299
	jul/10	R\$ 66.900.175,19	R\$ 25.802.058,96	5.654
	ago/10	R\$ 66.236.890,71	R\$ 110.175.033,86	7.904
	set/10	R\$ 71.093.548,77	R\$ 131.762.357,73	9.410
	out/10	R\$ 77.263.262,59	R\$ 58.094.915,69	8.088
	nov/10	R\$ 64.848.474,72	R\$ 194.679.922,65	7.885
	dez/10	R\$ 175.279.892,70	R\$ 29.332.763,67	6.468
	TOTAL	R\$ 1.018.483.245,73	R\$ 670.878.689,22	5.936
2011	jan/11	R\$ 122.540.812,96	R\$ 6.191.646,54	4.193
	fev/11	R\$ 96.420.576,92	-	4.411
	mar/11	R\$ 105.375.777,75	-	3.985
	abr/11	R\$ 91.863.622,47	-	3.529
	mai/11	R\$ 107.808.691,21	-	4.376
	jun/11	R\$ 100.098.022,31	-	5.509
	jul/11	R\$ 134.753.453,75	-	5.253
	ago/11	R\$ 167.943.964,58	-	4.890
	set/11	R\$ 127.057.292,25	-	4.607
	out/11	R\$ 116.991.468,70	-	5.208
	nov/11	R\$ 108.355.193,10	-	5.597
	dez/11	R\$ 118.146.548,99	-	5.471
	TOTAL	R\$ 1.397.355.424,99	R\$ 6.191.646,54	4.752
2012	jan/12	R\$ 75.111.219,38	-	4.421
	fev/12	R\$ 70.678.245,10	-	4.748
	mar/12	R\$ 80.543.103,73	R\$ 979.657,32	4.506
	abr/12	R\$ 88.980.396,90	R\$ 76.957.753,01	7.822
	mai/12	R\$ 61.490.390,07	R\$ 11.131.401,15	7.693
	jun/12	R\$ 97.640.762,97	R\$ 2.065.759,47	6.624
	jul/12	R\$ 72.925.837,77	R\$ 27.102.326,91	5.546
	ago/12	R\$ 70.697.561,67	R\$ 17.039.971,13	6.163
	set/12	R\$ 74.675.749,76	R\$ 48.353.185,88	9.504
	out/12	R\$ 57.586.035,00	R\$ 232.316.040,52	11.519
	nov/12	R\$ 41.263.944,24	R\$ 530.898.308,87	13.460
	dez/12	R\$ 40.335.932,28	R\$ 805.574.376,00	12.880
	TOTAL	R\$ 831.929.178,87	R\$ 1.752.418.780,26	7.907

Fonte: ONS.

Anexo V – Geração térmica no SIN (Jan/2012 – Jan/2013)
por tipo de combustível (em MWmed).

MÊS	BIOMASSA	CARVAO	NUCLEAR	GÁS	DIÉSEL	ÓLEO	GÁS PROC.	TOTAL
jan/12	0	779	1.895	1.181	181	64	321	4.421
fev/12	1	716	1.666	1.756	197	75	337	4.748
mar/12	0	780	689	2.477	166	24	369	4.506
abr/12	36	742	1.954	4.409	178	148	356	7.822
mai/12	39	775	1.985	4.275	198	173	248	7.693
jun/12	9	835	1.980	3.160	230	111	300	6.624
jul/12	11	927	1.984	2.013	215	78	317	5.546
ago/12	13	1.124	1.974	2.427	240	61	323	6.163
set/12	43	1.101	1.950	5.749	267	69	325	9.504
out/12	44	1.156	1.988	6.748	544	680	359	11.519
nov/12	40	1.046	1.984	7.345	1.259	1.498	287	13.460
dez/12	40	887	1.870	6.996	1.153	1.645	290	12.880
jan/13	21	1.236	1.402	7.486	1.125	1.680	268	13.218

Fonte: ONS.

Anexo VI – Síntese Alternativas A e B do Inventário original do Xingu

Tabela 1-22
Principais Características Físicas e Energéticas da Alternativa A

UHE	A.D. (km ²)	CONCEPÇÃO				BENEFÍCIOS ENERGÉTICOS			VOLUMES 10 ³ (m ³)					CUSTO TOTAL C/UDC US\$ 10 ⁶	Área reserv. (km ²)
		N.A.máx normal (m)	N.A. mínimo (m)	N.A. normal jus. (m)	Cota da Crista (m)	Potência Instalada (MW)	Energia Firme (MWh/med)	ICB (US\$/MWh)	Escavação		Aterro comp.	Enrocam.	Concreto		
									comum	Rocha					
Iiriri	116.000	206	194,7	172	210	910	380	43	1.591	2.925	8.576	308,6	1.327	1.283,7	4,080
Jarina	179.000	281	273	257	285	559	240	69	563,5	1.257	3.520	947,5	1.126	1.320,1	1,900
Kokraimoro	198.000	257	243,3	208	261	1.940	820	29	2.037	2.903	7.966	234,2	2.593	2.040,1	1,770
Ipixuna	276.000	208	200,2	185	212	2.312	1.050	28	1.080	3.483	7.835	235,8	3.172	2.347,5	3,270
Babaquara	446.000	165	162,4	95	169	6.274	3.050	21	26.464	6.889	177.578	4.075	9.552	4.932,8	6,140
Kararaô	477.000	95	94	8	99	8.380	3.980	14	108.420	41.032	29.815	22.362	6.774	4.372,5	1,180

O aproveitamento Iiriri teve seu eixo projetado no rio Iiriri, afluente pela margem esquerda do rio Xingu. Custos referenciados a janeiro de 1979 - US\$ 1,00 = Cr\$ 21,215.

Tabela 1-23
Principais Características Físicas e Energéticas da Alternativa B

UHE	A.D. (km ²)	CONCEPÇÃO				BENEFÍCIOS ENERGÉTICOS			VOLUMES 10 ³ (m ³)					CUSTO TOTAL C/UDC US\$ 10 ⁶	Área reserv. (km ²)
		N.A.máx normal (m)	N.A. mínimo (m)	N.A. normal jus. (m)	Cota da Crista (m)	Potência Instalada (MW)	Energia Firme (MWh/med)	ICB (US\$/MWh)	Escavação		Aterro comp.	Enrocam.	Concreto		
									comum	rocha					
Iiriri	116.000	206	194,7	172	210	910	380	43	1.591	2.925	8.576	308,6	1.327	1.283,7	4,080
Carajari	132.000	172	168,3	153	176	669	285	59	2.480	1.760	81.749	753,4	1.257	1.325,1	1,380
Gorotire	187.000	281	268,5	239	285	1.542	640	48	2.332	1.617	18.116	1.049	2.207	2.343,2	3,180
Kayapo	210.000	239	229,2	184	243	2.514	1.160	32	17.966	5.018	54.248	1.712	3.607	2.903,5	2,370
Carajás	289.000	184	180,5	153	188	1.702	805	33	1.645	4.312	13.777	473,6	2.347	2.093,7	2,080
Babaquara	446.000	163	149,9	95	157	5.271	2.560	20	29.377	8.021	104.034	2.574	8.401	4.089,3	3,940
Kararaô	477.000	95	94	8	99	8.009	3970	13	102.807	38.686	29.891	22.522	6.607	4.238,8	1,180

Os aproveitamentos Carajari e Iiriri tiveram seus eixos projetados no rio Iiriri, afluente pela margem esquerda do rio Xingu. Custos referenciados a janeiro de 1979 - US\$ 1,00 = Cr\$ 21,215

Fonte: relatório da Revisão do Inventário do Xingu.

Anexo VII – Síntese das alternativas propostas pelo reestudo do Inventário da Bacia do Xingu

EMPRESA DO APROVIMENTO	CARACTERÍSTICAS FÍSICAS											TURBINAS			CUSTOS			
	RESERVATÓRIO						VAZÃO (m³/s)					NÚMERO	TIPO	TOTAL (m³/seg)	ESPERANÇA (US\$/M)	IGUALDADE COMPARAÇÃO PMU (US\$/M)		
	ÁREA DE DESENVOLVIMENTO (m²)	IN MÍNIMO NORMAL	IN MÁXIMO NORMAL	RESERVAÇÃO NORMAL	RESERVAÇÃO SUPLENTE	VOLUME DO MANSO NORMAL (m³)	ÁREA DO MANSO (HORIZONTAL)	QUEDA BRUTA (m)	MQU DO PERÍODO CRÍTICO (MQU)	MQU DO TEMPO (MQU)	DE PROJETO DO DOCEIRO						DE PROJETO DO VERTICÁRIO	
Saifab	20.719	216	200	200	16.227	1.200,20	247	3.444	3.610	24.927	337,56	496,3	906	6	Impeto	1.222,02	1.628	425
Pombal	22.281	102	102	85,0	2.444,4	308,2	37	4.382	4.259	21.923	40,010	441,2	102	9	Óleo	1.273,00	1.207	494
Almota	40.726	120	111	97,4	650,4	306,1	22,6	7.424	7.272	34.021	62,330	372,2	104	2	Impeto	2.476,10	1.241	205
Brilho*	40.719	37	37	46	450,0	440	24,4	7.270	7.244	34.900	62,016	479,0	110,0	20,7	Reversíveis	6273,45	508	185

EMPRESA DO APROVIMENTO	CARACTERÍSTICAS FÍSICAS											TURBINAS			CUSTOS			
	RESERVATÓRIO						VAZÃO (m³/s)					NÚMERO	TIPO	TOTAL (m³/seg)	ESPERANÇA (US\$/M)	IGUALDADE COMPARAÇÃO PMU (US\$/M)		
	ÁREA DE DESENVOLVIMENTO (m²)	IN MÍNIMO NORMAL	IN MÁXIMO NORMAL	RESERVAÇÃO NORMAL	RESERVAÇÃO SUPLENTE	VOLUME DO MANSO NORMAL (m³)	ÁREA DO MANSO (HORIZONTAL)	QUEDA BRUTA (m)	MQU DO PERÍODO CRÍTICO (MQU)	MQU DO TEMPO (MQU)	DE PROJETO DO DOCEIRO						DE PROJETO DO VERTICÁRIO	
Saifab	20.719	200	200	200	7.516,6	383,0	167	3.444	3.610	24.927	337,56	324,6	600	6	Impeto	1.222,00	2.628	422
Pombal	22.281	102	102	85,0	2.444,4	308,2	37	4.382	4.259	21.923	40,010	441,2	102	9	Óleo	1.273,00	1.207	494
Almota	40.726	111	111	97,4	2.247	422	23,6	7.424	7.272	34.021	62,330	384,4	102	20	Óleo	1.220,06	1.207	205
Brilho*	40.719	37	37	46	450,0	440	24,4	7.270	7.244	34.900	62,016	479,0	110,0	20,7	Reversíveis	6273,45	508	185

EMPRESA DO APROVIMENTO	CARACTERÍSTICAS FÍSICAS											TURBINAS			CUSTOS			
	RESERVATÓRIO						VAZÃO (m³/s)					NÚMERO	TIPO	TOTAL (m³/seg)	ESPERANÇA (US\$/M)	IGUALDADE COMPARAÇÃO PMU (US\$/M)		
	ÁREA DE DESENVOLVIMENTO (m²)	IN MÍNIMO NORMAL	IN MÁXIMO NORMAL	RESERVAÇÃO NORMAL	RESERVAÇÃO SUPLENTE	VOLUME DO MANSO NORMAL (m³)	ÁREA DO MANSO (HORIZONTAL)	QUEDA BRUTA (m)	MQU DO PERÍODO CRÍTICO (MQU)	MQU DO TEMPO (MQU)	DE PROJETO DO DOCEIRO						DE PROJETO DO VERTICÁRIO	
Saifab	20.719	216	200	200	16.227	1.200,20	247	3.444	3.610	24.927	337,56	496,3	906	6	Impeto	1.222,02	1.628	425
Pombal	22.281	102	102	85,0	2.444,4	308,2	37	4.382	4.259	21.923	40,010	441,2	102	9	Óleo	1.273,00	1.207	494
Almota	40.726	120	111	97,4	650,4	306,1	22,6	7.424	7.272	34.021	62,330	372,2	104	2	Impeto	2.476,10	1.241	205
Brilho*	40.719	37	37	46	450,0	440	24,4	7.270	7.244	34.900	62,016	479,0	110,0	20,7	Reversíveis	6273,45	508	185

Fonte: relatório da Revisão do Inventário do Xingu, vol. I, tomo II, 5-122.