

# **A INTEGRAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS NA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA E O PAPEL DA HIDROELETRICIDADE COMO ELEMENTO FACILITADOR DE POLÍTICA ENERGÉTICA E PLANEJAMENTO**

Mauricio Dester<sup>1</sup>

Moacyr Trindade de O. Andrade<sup>2</sup>

Sérgio Valdir Bajay<sup>3</sup>

## **RESUMO**

A incorporação das fontes eólica, biomassa e solar (FEBS) ao Sistema Interligado Nacional (SIN), como parte integrante do parque gerador, é fato inexorável e irreversível. É fundamental que se aprofunde o debate referente aos impactos que a introdução destas fontes pode trazer aos múltiplos aspectos relacionados a um sistema energético de grande porte e com características tão particulares como é o caso do SIN. O principal objetivo deste trabalho é discutir estes impactos sob uma perspectiva qualitativa incluindo a problemática que envolve o suprimento da carga de forma segura e confiável contemplando a presença das FEBS integradas ao SIN considerando as características destas fontes e o comportamento da carga em regime permanente e em contingências.

Palavras-chave: Matriz de Energia Elétrica, Planejamento da Expansão da Geração, Expansão da Oferta de Energia Elétrica, Fontes Renováveis, Fonte Eólica, Fonte Solar, Fonte Biomassa, Fonte Hidráulica.

---

1 Mestre em Sistemas de Energia Elétrica e Doutorando em Planejamento de Sistemas Energéticos pela FEM/UNICAMP – mauriodester@gmail.com

2 Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos pela FEM/UNICAMP e Diretor da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) - mtandrade@sp.gov.br

3 PhD pela University of Newcastle upon Tyne, Inglaterra e Professor Titular da FEM/UNICAMP – Pós Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos - bajay@fem.unicamp.br



## ABSTRACT

The incorporation of wind power, biomass and solar sources (WBSS) into the National Interconnected System (NIS), as an integral part of the generation network, is an inexorable and irreversible fact. It is essential to intensify the debate regarding the impact that the inclusion of these sources may have on the numerous aspects that are intrinsic to a large-scale energy system with specific characteristics, as is the case with the NIS. The aim of this paper is to discuss these impacts from a qualitative standpoint including issues involving the safe and reliable supply of load, when contemplating the WBSS integrated into the NIS, given the characteristics of these sources and the load behaviour in steady state and in a contingency situation.

Key words: Electric energy matrix, Generation Expansion Planning, Expansion of Electricity Supply, Renewable Energy Sources, Wind Power Source, Solar Energy Source, Biomass Source, Hydraulic Source.

## 1. INTRODUÇÃO

O atendimento pleno da carga deve ser o foco principal de qualquer política de planejamento, visto as consequências negativas que os problemas relacionados a esta questão podem trazer. Um estudo realizado pela Fundação Getúlio Vargas mostra que um racionamento de energia elétrica, na ordem de 20 % do consumo aplicados de forma linear, a exemplo do que ocorreu em 2001, além de provocar a retração de 1 % no crescimento do PIB, aumenta o déficit na balança comercial de US\$ 1,6 bilhões, diminui a oferta de emprego em 850.000 vagas e ocasiona perda de arrecadação de impostos na ordem de R\$ 7 bilhões. Assim, os prejuízos originados de um planejamento mal conduzido são bem mais elevados do que os investimentos necessários para manter as condições de suprimento da carga dentro dos níveis adequados de segurança e confiabilidade (GÓES, 2001).

As características de sazonalidade, variabilidade e a imprevisibilidade das FEBS implicam na necessidade de providências adicionais de maneira que se possa suprir a carga com máxima segurança e confiabilidade<sup>4</sup>.

---

4 O significado das palavras "segurança" e "confiabilidade" são próximos, todavia, neste trabalho deve-se considerar "segurança" ligada ao aspecto da disponibilidade do suprimento e "confiabilidade" relacionada à qualidade do suprimento.

Algumas soluções podem ser aplicadas no intuito de mitigar estes problemas.

A complementaridade com outras fontes assim como as tecnologias de armazenamento de energia despontam como vias promissoras. A complementaridade pode ser operacionalizada com geração de origem hidráulica, térmica ou nuclear em função das características que estas fontes apresentam e que complementam as FEBS, tais como: estoque da fonte primária de energia e a possibilidade de despacho da potência gerada.

Observando mais especificamente a hidreletricidade e confrontando suas características com as FEBS, verificam-se vínculos naturais de complementaridade. A incorporação das FEBS na matriz de energia elétrica, complementando a hidroeletricidade, permitiria o aumento da flexibilidade na utilização dos recursos hídricos e a ampliação da abrangência do que se denomina uso múltiplo da água dos reservatórios, possibilitando a diversificação desta matriz.

Este trabalho visa discutir estas questões, apresentando argumentos sob a ótica estratégica e de política energética, que venham agregar valor e fornecer subsídios os quais possam balizar as decisões em tempo de planejamento da expansão da geração e a elaboração de políticas públicas, orientando a construção de uma matriz de energia elétrica confiável e sustentável.

A elaboração de políticas direcionadas à incorporação das FEBS, por conseguinte, viabiliza a manutenção da invejável composição da matriz de energia elétrica brasileira, no que diz respeito à presença de fontes de energia de baixo impacto ambiental. A delimitação de contorno estaria pautada na segurança e confiabilidade no suprimento da carga, culminando na sustentabilidade no processo de expansão.

## **2. O SUPRIMENTO DA CARGA**

Uma das maneiras de analisar o comportamento da carga é lançar mão de curvas que representam este comportamento sob perspectivas diferentes. Para este trabalho serão utilizadas a curva diária de carga e a curva de duração da carga. A primeira com horizonte diário e mais detalhado nos aspectos relacionados à variação e patamares. A segunda com horizonte anual, voltada para questões relacionadas à geração de base.



Dois fatores de relevante significância podem ser analisados a partir destas curvas: a resposta da geração frente às variações de carga e a manutenção sustentada da geração em resposta aos patamares de carga, ou seja, geração de base.

Gerar na base significa operar fornecendo um determinado valor de potência, durante todo tempo de um período analisado e, preferencialmente, com pouca ou nenhuma modulação nos montantes de geração.

Na Figura 1 (ONS), onde se tem uma curva de duração de carga típica, pode-se notar a existência de um patamar de potência (24 GW) cuja correspondente geração deve atender, durante as 8.760 horas do ano. É mister salientar que não são admitidas lacunas nesta base de geração, ou seja, é imperativo suprir 100 % da carga (no caso os 24 GW) 100 % do tempo.

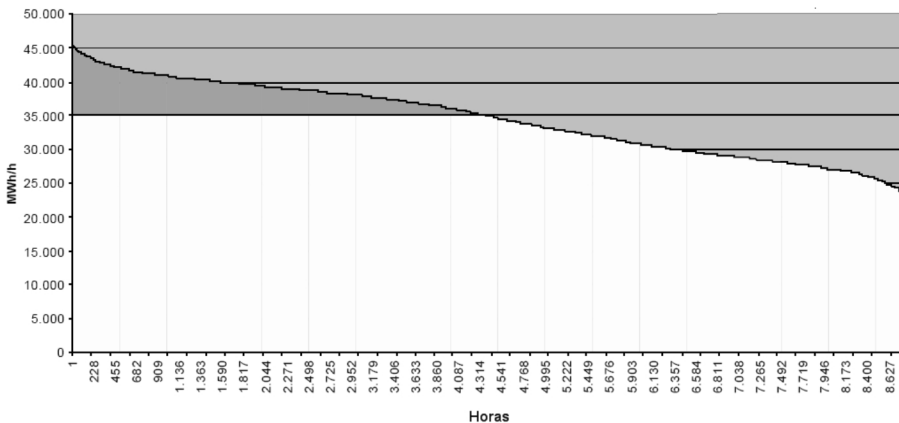


Figura 1 - Curva de duração de carga típica referente ao subsistema SE-CO - ano de 2004

O planejamento da expansão da geração deve incluir unidades de geração apropriadas para que os requisitos de permanência e constância sejam atendidos, compondo de forma efetiva o pleno planejamento energético considerando as alternativas disponíveis do despacho do parque gerador.

Neste aspecto, a composição da matriz de energia elétrica tem precípua importância. Em suma, sob a perspectiva da duração de carga, há uma junção dos elementos tempo e potência que devem balizar as decisões, tanto nas etapas de planejamento de longo, médio, curto prazos como na fase de operação em tempo real do SIN, no que tange o espectro

de composição do parque gerador, que deve ter capacidade e versatilidade que possibilitem atender plenamente a carga com segurança e confiabilidade. A Figura 2 (ONS) apresentada uma curva de carga diária típica, destacando outra questão importante a ser observada, que é o comportamento da carga no transcorrer de um dia.

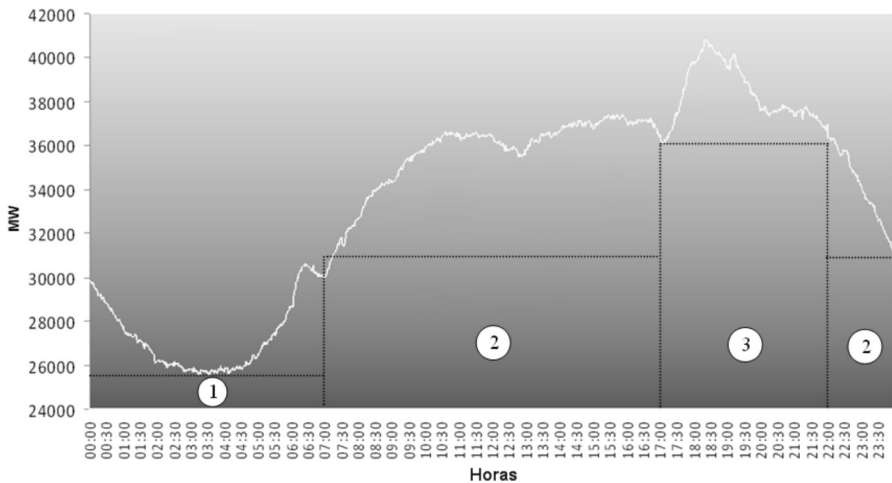


Figura 2 - Curva de carga diária típica de um dia útil, subsistema SE-CO, ano de 2010

As variações presentes são bastante particulares, em especial as elevações, na linguagem operativa, denominadas de “rampas de carga”. Estas rampas são caracterizadas por uma grande variação no montante da carga em um intervalo de tempo relativamente pequeno. As mais críticas são observadas no início do primeiro período de carga média (retângulo número 2 da Figura 2) e de carga pesada (retângulo número 3 da Figura 2).

A rampa no início da carga média é menos abrupta, porém, tem maior taxa de variação. Inicia-se entre 5 e 6 horas da manhã e perdura até entre 10 e 11 horas. Para o exemplo em questão, a rampa corresponde à variação de 10 GW aproximadamente, resultando em uma taxa média de crescimento em torno de 30 MW/min. A rampa subsequente, no início da carga pesada, apresenta menor variação, contudo, em um intervalo de tempo mais restrito, em relação à rampa de carga média. O início se dá entre 17 e 17h30min, perdurando até entre 18 às 18h30min. A variação, no exemplo tomado, foi de aproximadamente 5 GW, o que resulta em uma taxa média ao redor de 80 MW/min.



A essência da questão é a capacidade e as características com as quais o parque gerador deve contar para poder atender a estas variações. O equilíbrio geração/carga é condição *sine qua non*, e diante disto, as elevações no montante da carga requerem respostas imediatas no lado da geração de maneira a suprir cada MW incremental. Além das rampas de carga típicas e cotidianamente recorrentes, existem aquelas extemporâneas, que se sucedem em virtude de situações especiais e que refletem no comportamento da carga. Estas situações, via de regra, têm origem em eventos associados à grande mobilização popular.

Exemplos destes eventos são programas televisivos de grande audiência, nos quais a população deixa de utilizar equipamentos elétricos, exceto os televisores. Ao final dos eventos, ou mesmo nos intervalos, são acionados simultaneamente uma miríade de eletrodomésticos tais como: chuveiros elétricos, elevadores, iluminação residencial, fornos elétricos ou de micro-ondas, o que provoca elevações abruptas as quais podem ser observadas em uma curva de carga.

Um caso que bem representa estes eventos foi o primeiro jogo do Brasil na Copa do Mundo de Futebol de 2010. As variações de carga, em número de quatro, duas descendentes (início do jogo e do segundo tempo do jogo) e duas ascendentes (final do primeiro tempo e final do jogo) foram de grande monta e ocorreram em intervalos de tempo exíguo. A rampa de carga que ocorreu no final do primeiro tempo apresentou variação média de aproximadamente 1.273 MW/min. Seria o equivalente a entrar com uma UHE de porte médio no SIN a cada minuto.

Para estes eventos, obviamente é realizado um planejamento prévio específico de ações na operação do SIN, tanto sob o aspecto energético como no elétrico, de forma a manter a segurança e a confiabilidade de suprimento à carga. Contudo, para atender estas exigências deve haver recursos e flexibilidade no parque gerador que viabilizem estas ações. Pode-se imaginar a amplitude da repercussão de falta de energia elétrica em alguma região, estado ou mesmo cidade durante os jogos do Brasil na Copa do Mundo?

A questão capital é que tanto nas rampas de carga quanto no atendimento aos patamares, se faz mister haver disponibilidade no SIN de fontes de energia elétrica as quais seja possível despachar, ou seja, fontes que ao serem requisitadas a gerar, respondam de imediato, de forma segura, confiável e em concomitância às variações de carga.

Formas de geração que possam atender a este requisito são aquelas em que há disponibilidade extemporânea da fonte primária, de forma a permitir a sua conversão em eletricidade, em conformidade com os requisitos da demanda. A energia primária deve estar disponível no tempo e na quantidade necessária para atender às necessidades da carga. Estas fontes se caracterizam por possuir estoque da energia primária disponível para ser convertido em energia elétrica a qualquer momento e na quantidade e na taxa de variação necessárias (DESTER; ANDRADE, 2010).

### **3. A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES ALTERNATIVAS (FEBS)**

#### **3.1. A fonte Eólica**

Uma questão importante, em relação ao comportamento dos ventos, é a possibilidade de ocorrência de velocidades insuficientes para permitir a conversão da energia cinética do ar em movimento em energia elétrica nos aerogeradores. Conforme manuais dos principais fabricantes de aerogeradores, a velocidade mínima a partir da qual é possível gerar energia elétrica encontra-se na faixa dos 3 m/s, considerando os principais modelos disponíveis atualmente.

A Figura 3 apresenta um exemplo do perfil de regime de ventos com dados obtidos de uma estação anemométrica do INPE/CPTEC. Nesta se pode observar a variabilidade na velocidade dos ventos e os períodos nos quais haveria corte de geração, ou seja, naqueles em que a velocidade do vento encontra-se em valores abaixo de 3 m/s. É importante frisar que, neste local, conforme o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (edição 2001), a média trimestral (março a maio) e anual da velocidade do vento está acima dos 6 m/s (considerando a altura de 50m).

Na medida em que a participação da energia eólica na matriz de energia elétrica torna-se mais significativa o problema da variabilidade se torna mais preocupante. Há circunstâncias em que as flutuações de potência podem atingir percentuais que podem vir a comprometer a estabilidade do sistema.

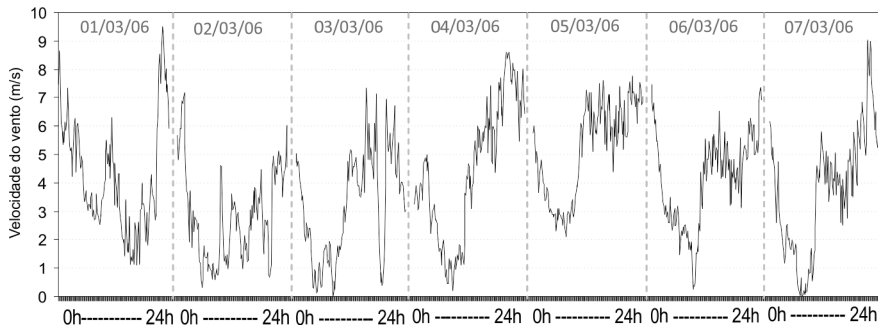


Figura 3 - Vento na cidade de São João do Cariri (PB), intervalos de 10 min – a 50m – de 1 a 07/03/2006

Tomando o exemplo da Alemanha, onde a participação da fonte eólica chegou a 14 % no ano de 2005, com um fator de capacidade de 17 % (IEA, 2007), verificou-se uma situação na qual a empresa responsável pelo suprimento de energia elétrica de grande parte deste país, a E.ON Netz, defrontou-se com variações no fornecimento de potência eólica que atingiram 80 % do total da potência instalada desta fonte. Este evento originou sérias dificuldades no suprimento da carga ocasionando problemas de estabilidade difíceis de serem contornados (BOYLE, 2007).

### 3.3. A fonte Biomassa

Apesar de não poder ser considerada interruptível e tampouco apresentar os mesmos níveis de flutuação das fontes eólica e solar, a geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar, insumo mais utilizado como biomassa no Brasil, apresenta variações sazonais.

Fora do período de safra, que para o caso do estado de São Paulo, principal produtor nacional, compreende os meses de abril a novembro, a produção de eletricidade é praticamente nula. Os impactos relacionados a esta questão, no sistema onde esta forma de geração está conectada, devem ser considerados nos estudos de planejamento de longo, médio e curto prazos, assim como na fase de operação (PIGNATTI, 2007). A Figura 4 (EPE) mostra a sazonalidade da geração oriunda da declaração de disponibilidade de energia a qual é apresentada pelos produtores de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar para fins de participação no Leilão de Energia Nova (A-3) de 2006.



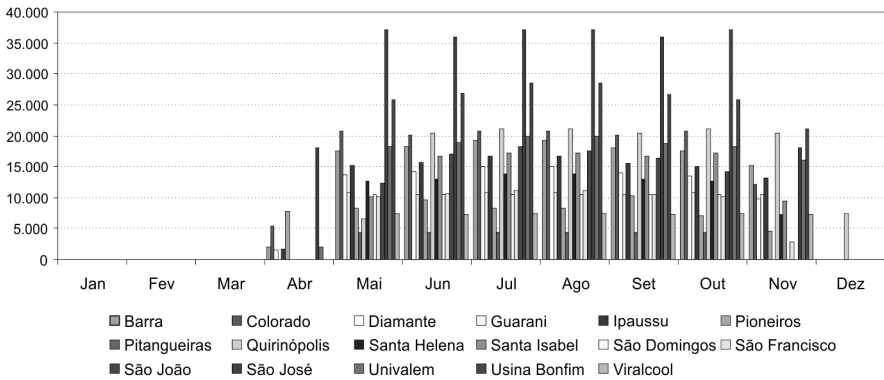


Figura 4: Energia declarada, usinas a biomassa de cana (MWh), Leilão de Energia Nova (A-3/2006)

Nos meses de janeiro, fevereiro e março a geração de eletricidade é declarada nula para todas as UTE em questão. Em dezembro, apenas uma UTE declarou disponibilidade de energia e o valor encontra-se bem abaixo da produção média da usina. Outra constatação é que em abril a disponibilidade é bastante reduzida se considerada a capacidade plena de produção das UTE.

### 3.3. A fonte Solar

Dados obtidos do INPE/CPTEC na estação meteorológica de Caicó - RN, de 1 a 7/10/2004, de 8h às 20h de cada dia e com discretização de 1 min, permitem exemplificar o comportamento típico da intensidade de radiação solar global, fonte primária para os sistemas de geração de eletricidade de forma direta a partir da energia proveniente do Sol, foram a base para construção do gráfico da Figura 5. Vale ressaltar que o período noturno não está representado devido à radiação solar ser nula.

Esta estação meteorológica está localizada em local onde, segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006), a energia proveniente da radiação solar global média, considerando o trimestre de setembro a novembro, encontra-se na faixa de 5,9 a 6,3 kWh/m<sup>2</sup>. A variabilidade pode ser observada tanto no horizonte intra-dia como entre dias.

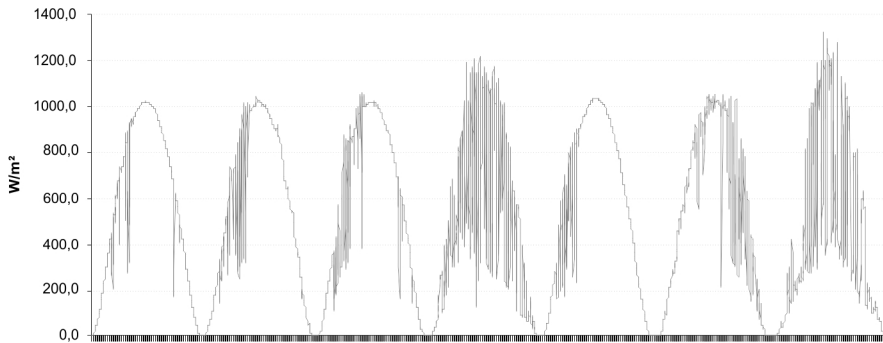


Figura 5 - Radiação solar global na estação de Caicó (RN) - intervalos de 1 min - 1 a 7/10/2004

Um fato de importância crucial é a diminuição da radiação solar iniciar-se às 17h e atingir zero por volta das 21h. Exatamente neste horário (17h) tem início uma das rampas de carga, onde o consumo de energia elétrica é mais pronunciado, ou seja, o período de carga pesada, conforme pode ser observado na Figura 2 (retângulo de número 3). O pico ocorre entre 17h e 18h sendo deslocado no horário de verão para entre 18h e 19h.

Outra evidência é o fato do início da disponibilidade de radiação iniciar-se, efetivamente, a partir das 8h enquanto que a rampa de carga do início da manhã começa por volta das 7h. Como se pode notar na Figura 2, existe uma rampa antecedente, de menor amplitude, já a partir das 3h.

### 3.4. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

As PCHs são empreendimentos instalados em pequenas bacias hidrográficas sujeitas a grande flutuação de vazão no horizonte diário. As PCHs não contemplam meios para armazenar os excedentes de Energia Natural Afluyente (ENA) para utilizá-los em períodos menos favoráveis do ponto de vista hidrológico. A maioria das PCHs são a fio d'água com, no máximo, regularização de vazões no horizonte intra-dia (FILL *et al*, 2006).

Como exemplo, se considerará as PCHs Queluz e Lavrinhas, ambas com potência instalada de 30 MW e garantia física de 21 MWmed, pertencentes ao grupo Alupar e implantadas no Rio Paraíba do Sul. A primeira localiza-se no município de Queluz - SP e a segunda no município de Lavrinhas - SP. Para avaliar a variabilidade da vazão do rio e sua influência na disponibilidade da energia primária para estas usinas, foi realizado um

levantamento de vazões para o ano de 2007 com dados obtidos junto a Agência Nacional de Águas (ANA). Pode-se notar, na Figura 6, esta variabilidade de vazões, mais pronunciadas nos meses contidos no período úmido, uma vez que as variações nos índices de pluviosidade, comuns na época mais chuvosa, interferem diretamente na vazão dos rios.

Como estas usinas não incorporam capacidade de regularização, principalmente em função de que sua caracterização exige área de reservatório limitada a 3 km<sup>2</sup> e máxima potência instalada de 30 MW, sua produção fica sujeita à vazão do rio onde se encontra instalada. Existe, ainda, uma restrição adicional para as PCH que se trata da vazão sanitária, ou seja, a defluência mínima que deve ser mantida apesar da defluência turbinada.

A conjugação destes fatores faz com que a energia elétrica produzida a partir desta fonte apresente característica de variabilidade sazonal e extemporânea. A primeira em função dos ciclos hídricos característicos e a segunda em função de ocorrências ocasionais de flutuação da vazão dos rios, tipicamente de pequeno porte e fortemente influenciados pelas variações pluviométricas da bacia a que pertencem.

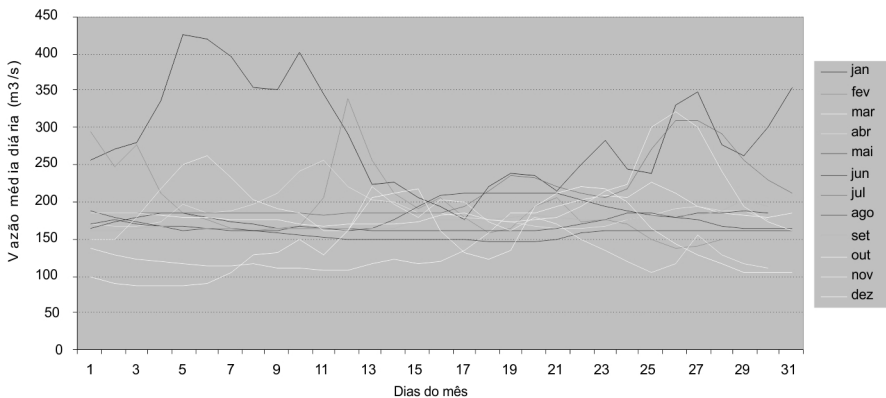


Figura 6 - Vazões médias diárias do Rio Paraíba do Sul

#### 4. A INSERÇÃO DAS FONTES ALTERNATIVAS (FEBS) NA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

A produção descentralizada de eletricidade introduz problemas de estabilidade nos sistemas elétricos associados e requer soluções tecnológicas que propiciem a mitigação destes problemas. Estas soluções são



elementos decisivos no que tange ao suporte à segurança e confiabilidade do suprimento quando há inserção significativa de fontes renováveis (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008).

Em se tratando da realidade brasileira, é de suma importância a análise de alternativas que possam viabilizar a participação das FEBS na matriz de energia elétrica. O objetivo é obter os benefícios de suas vantagens, principalmente em relação aos aspectos ambientais e da diversificação da matriz, buscando formas de mitigar suas fragilidades, mantendo a segurança e confiabilidade no atendimento à carga. Com o objetivo de visualizar soluções e alternativas reais, serão consideradas as perspectivas técnica, econômica e sócio-ambiental, condições exigidas em um planejamento de expansão e de operação com os requisitos de confiabilidade e segurança sendo plenamente atendidos.

#### **4.1. O aspecto técnico**

Assim como não é adequado comparar aspectos técnicos entre as fontes alternativas e as convencionais, uma vez que a presença das FEBS na matriz não implica prescindir de complementação de origem hidráulica ou térmica, igualmente não é acertado confrontar os impactos ambientais das FEBS com aqueles causados pelas hidrelétricas ou termelétricas.

Sob a perspectiva estrita de produção de energia elétrica, por exemplo, as UHE emitem gases de efeito estufa tanto quanto as usinas eólicas ou solares. Isto por que nenhuma destas últimas possui estoque de energia da fonte primária e operam sem nenhuma capacidade de regularização da disponibilidade desta fonte. Sob esta ótica, a geração de eletricidade nas UHE, se for considerado somente a passagem de água pelas turbinas, fator que de fato proporciona geração de eletricidade, resulta em pouquíssimas emissões. Desta forma, traçar paralelo dentre as fontes que possam mitigar as flutuações e sazonalidades originadas pelas FEBS agrega valor ao processo de planejamento e possibilita fornecer subsídios para que sejam feitas as escolhas apropriadas, no que diz respeito ao planejamento da matriz de energia elétrica.

Produzir energia elétrica de forma não centralizada requer soluções tecnológicas que propiciem a mitigação dos problemas de estabilidade. Estas soluções são decisivas no que tange ao suporte à segurança e confiabilidade do suprimento quando da inserção significativa de fontes renováveis. Os sistemas de armazenamento se caracterizam como alternativa,

atenuando a variabilidade apresentada pelas fontes renováveis, através da preservação da fonte primária quando da atuação das fontes descentralizadas e complementando as mesmas quando a produção se reduz a valores abaixo de um patamar pré-estabelecido.

Estes sistemas provisionam a segurança e confiabilidade do sistema, dispondo de energia que permite atenuar o caráter da imprevisibilidade, típico das fontes renováveis, e as flutuações características destas fontes, as quais, via de regra, são desacopladas da demanda.

A presença destes sistemas de atenuação (armazenamento) nas redes de energia elétrica se mostra cada vez mais imprescindível, pois, são alternativas a prover segurança e confiabilidade de suprimento quando há presença significativa de variabilidade e flutuação na energia elétrica produzida nas fontes de geração (IBRAHIM; ILINCA; PERRON, 2008).

Na medida em que grandes montantes de eletricidade gerada a partir de fontes renováveis se tornam parte integrante da matriz de energia elétrica, cresce em proporção semelhante, a necessidade de sistemas de armazenamento de energia. Além de proporcionar à rede de suprimento maior nível de segurança, permite, igualmente, elevar a flexibilidade no que tange ao planejamento e operação destas redes, mostrando ser um valioso instrumento a ser utilizado nestas etapas e que leva a repercussões positivas tanto no aspecto segurança como também nos custos e impactos ambientais (INTEGRATING, 2010).

A expansão em larga escala de fontes alternativas, na medida em que apresentam crescimento acelerado, origina dificuldades progressivas no que se refere ao aspecto intermitência da energia gerada. A incorporação destas fontes à matriz de energia elétrica requer, proporcionalmente à sua penetração, maior flexibilidade do sistema onde estão integradas, além de fontes de "backup" e armazenamento de energia considerando os horizontes temporais desde alguns segundos até alguns dias.

Os sistemas de armazenamento oferecem vantagens adicionais, a saber: mitigação das restrições de transmissão; possibilidade de realocação temporal da energia gerada, adequando oferta e consumo; atenuação da exposição dos agentes ao mercado de curto prazo por questões de previsibilidade de geração; manutenção da estabilidade do sistema quando de quedas acentuadas na geração a partir das fontes renováveis; e compensação da flutuação típica destas fontes. (CHEN *et al*, 2009).



A energia firme proporcionada pela hidreletricidade, ou outras fontes convencionais, possibilita compensar as flutuações e sazonalidades oriundas das FEBS. Os reservatórios das UHEs podem ser vistos como uma forma virtual de armazenamento de energia elétrica. Além disto, a capacidade de regulação do reservatório é fator de influência nos montantes de compensação possíveis de serem alocados (JARAMILLO; BORJA; HUACUZ, 2004).

Estudo realizado por Mason *et al* (2010) apresenta uma conclusão que aponta para uma restrição de fundamental importância: o percentual de participação da energia eólica em um sistema de potência predominantemente hidráulico, como é o caso do SIN, depende diretamente da capacidade de armazenamento disponível neste sistema.

Uma UHE com amplo reservatório de acumulação possibilita produção com elevada controlabilidade tanto para operar como geração de base quanto para responder rapidamente às variações na carga. Limitações no estoque de água levam à restrições ao atendimento tanto da base como das variações de carga (TWIDELL, 2006).

Expandir a geração somente com UHEs a fio d'água, fato que tem ocorrido nos últimos anos no Brasil, pode exaurir a capacidade de regulação dos reservatórios hoje existentes e causar uma série de consequências indesejáveis. Um dos problemas associados às UHEs a fio d'água está associado ao sistema de transmissão, que deve ser dimensionado para prover o transporte da máxima capacidade de produção da UHE, que ocorrerá quando houver disponibilidade de vazão e otimização do SIN, visando obter a máxima disponibilidade de geração em épocas de hidrologia favorável.

Ocorre que devido à variabilidade da vazão dos rios, de forma geral, a UHE a fio d'água sujeita a sua produção de energia elétrica ao montante desta vazão. Desta forma, o sistema de transmissão pode apresentar ociosidade de capacidade de transmissão em períodos consideráveis no transcorrer de um ano.

Um exemplo cabal desta situação é a UHE de Belo Monte, cuja casa de força está localizada na cidade de Vitória do Xingu (PA) e maior parte do reservatório no município de Altamira (PA). A potência instalada desta usina é de 11.233 MW (11.000 MW na casa de força principal e 233 MW na casa de força complementar). A garantia física (ou energia assegurada) é de 4.570 MWmed (4.418 MWmed para casa de força principal e 152 MWmed para a casa de força complementar).



É uma UHE a fio d'água cuja geração está sujeita à vazão do rio Xingu e, por este motivo, sua garantia física é, em valor, tão inferior à potência instalada. Seu sistema de transmissão deve ser projetado para suportar a capacidade máxima de produção da UHE, no período úmido, todavia, opera transmitindo um valor muito menor de energia no período seco, quando a produção de eletricidade pela UHE será bem abaixo de sua capacidade máxima.

No período úmido a vazão pode chegar a 30.000 m<sup>3</sup>/s e no período seco pode atingir valores abaixo dos 2.000 m<sup>3</sup>/s. Sabe-se que a região onde está implantado o projeto é caracterizada por ser uma planície. Este tipo de formação de terreno traz um agravante quando se necessita represar um rio. Pequenas elevações do nível de represamento provocam grande aumento da área alagada. Desta forma, seria inviável a UHE Belo Monte possuir uma grande capacidade de regularização. Entretanto poderia ter sido realizado um *trade off* dentre esta última característica e a área alagada de forma a permitir, pelo menos, algum armazenamento de energia no período úmido de forma a compensar as baixas vazões do período seco e assim viabilizar um aumento na garantia física, menor variabilidade na geração e diminuição na ociosidade do sistema de transmissão.

É importante ressaltar que devido ao crescimento da carga ocorrer de qualquer forma, o seu adequado suprimento demandará a construção de outras usinas para "completar" o que deixou de ser assegurado de energia na UHE Belo Monte devido às restrições no projeto e construção do reservatório. Estas outras usinas podem provocar impactos ainda mais graves do que se Belo Monte viesse a ter um reservatório maior. Pior situação será se estas outras usinas forem baseadas em combustíveis fósseis, pois, como se discute neste trabalho, não é possível substituir a energia proveniente das UHEs por outras fontes renováveis que possuam variabilidade na produção como, por exemplo, as FEBS.

Outra importante função dos reservatórios de acumulação é permitir a transferência de energia entre os subsistemas que compõe o SIN. A transferência de energia elétrica entre estes subsistemas é um recurso ímpar à disposição do planejamento energético. Em função da predominância da hidreletricidade e da diversidade hidrológica existente dentre as regiões geo-elétricas componentes do SIN (subsistemas), ocorre regularmente que um determinado subsistema passe por um período desfavorável do ponto de vista hidrológico, ou seja, com baixa pluviosidade enquanto outro esteja sob boas condições hidrológicas.



Devido existir interligações entre estes subsistemas, aliadas a capacidade de armazenamento dos reservatórios presentes nestes, se torna possível a transferência de energia de um subsistema em melhor condição de armazenamento para outro em condições energéticas menos favoráveis. Neste segundo sistema torna-se então possível, além de atender à carga com segurança e confiabilidade, providenciar a recuperação do nível de reservatórios que porventura estejam deplecionados.

Este é um dos recursos mais importantes e com poucos paralelos no mundo, dentro desta modalidade, ou seja, a viabilidade de intercâmbio de energia entre os subsistemas do SIN valendo-se da diversidade hidrológica que o clima e geografia brasileira propiciam, além da estrutura do sistema de transmissão planejado e implantado para possibilitar estes intercâmbios.

Este recurso permite maximizar o aproveitamento dos recursos hídricos utilizados para geração de energia elétrica além de manter o nível dos reservatórios das UHEs dentro de faixas adequadas de operação. A manutenção dos níveis não atende somente ao aspecto energético, mas, também permite a manutenção equilibrada dos outros usos da água tais como irrigação, serviços de suprimento urbano e industrial, turismo e lazer.

O que é importante frisar é o fato deste recurso somente poder ser utilizado em sua plenitude com a existência de reservatórios de acumulação. Estes permitem um “verdadeiro intercâmbio de água por intermédio dos cabos do sistema de transmissão”, ou seja, “transfere-se água” dos reservatórios que estejam recebendo afluências favoráveis para aqueles que estejam deplecionados e/ou com afluências mais críticas.

Este mecanismo torna possível um melhor aproveitamento das condições hidrológicas em todo o território nacional em prol da manutenção do armazenamento de energia nas UHEs contribuindo assim, de forma relevante, para atender a um dos requisitos essenciais do SIN: o atendimento pleno à carga com segurança e confiabilidade bem como propicia a viabilidade de otimização do uso das FEBS considerando a complementaridade proporcionada pelo “estoque de energia” quando da inexistência de condições operativas ou drásticas reduções da capacidade de geração das fontes alternativas.

## **4.2. O aspecto econômico**

Um aspecto econômico de importância relevante a se considerar no planejamento da matriz de energia elétrica é a otimização dos recursos



energéticos disponíveis, de forma a explorá-los com a máxima eficiência possível. Este procedimento evita o desperdício de recursos assim como possibilita minimizar os impactos que esta exploração origina, contribuindo para a sustentabilidade deste processo tanto sob a ótica econômica como sócio-ambiental.

Uma forma de avaliar a eficiência na produção de energia elétrica é a consideração de dois aspectos relacionados a taxa de conversão de energia e a razão de *payback* da energia.

A taxa de conversão de energia se refere ao número de manipulações requeridas para que uma fonte primária de energia seja transformada em eletricidade.

A razão de *payback* da energia é representada pela razão entre a energia elétrica produzida e o investimento necessário para produzir esta energia.

Como exemplo, pode-se notar que a hidreletricidade e a eolioeletricidade são tecnologias que convertem um fluxo natural de energia, água e vento respectivamente, diretamente em energia elétrica. Ambas as formas de produção são muito eficientes se comparadas, por exemplo, com as fontes fósseis (carvão, petróleo, gás natural) as quais requerem diversas etapas desde a extração da fonte primária até o produto final, a eletricidade.

As UHEs mais modernas permitem converter até 95 % da energia proveniente da água em energia elétrica enquanto que para as UTEs baseadas em combustíveis fósseis o percentual pode atingir no máximo 60 %.

A hidreletricidade se apresenta como a tecnologia de melhor desempenho no que concerne ao aspecto razão de *payback* da energia. Esta tecnologia apresenta larga vantagem, sob esta perspectiva, em relação às fontes tradicionais de energia elétrica assim como com as novas formas de produção a partir de outras fontes renováveis (GAGNON; BÉLANGER; UCHIYAMA, 2002).

Muito se veicula sobre os impactos locais negativos das UHEs. Entretanto, os empreendimentos hidráulicos para geração de energia elétrica trazem muitos benefícios para a região onde os mesmos são implantados. Estes benefícios vão desde os recursos provenientes da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) ou "*royalties*", conforme o caso, considerado um benefício direto, até o incentivo a organização dos investimentos municipais, principalmente aqueles relacionados ao meio ambiente, ou seja, classificados como benefícios indiretos.



Proporciona, ainda, oportunidades à gestão regional na criação de organizações compartilhadas com os municípios abrangidos pelo empreendimento, permitindo solidez na criação de políticas públicas em relação a aspectos importantes para a sociedade regional, tais como: educação, saúde, saneamento básico e gestão ambiental entre outros.

Para o caso da CFURH, a definição do valor é responsabilidade da ANEEL, a qual também gere a arrecadação e a partilha dos recursos. A CFURH é recolhida com periodicidade mensal. Os recursos oriundos desta fonte não podem ser utilizados para despesas com folha de pessoal ou para saldar dívidas, com exceção aquelas contraídas com a União, contudo, pode ser destinada a implantação de projetos voltados para a infra-estrutura, saneamento básico, saúde e educação.

A quantificação da distribuição dos recursos da CFURH está estabelecida na Lei 8.001/1990. A destinação é a seguinte: 45% dos recursos cabem aos municípios abrangidos pelo lago e barragem da UHE em questão, 45% são destinados aos estados onde está localizada a UHE e a União fica com os 10% restantes.

As usinas que se enquadrarem nos critério de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) são dispensadas do recolhimento da CFURH. A metodologia de cálculo do valor pago pelas concessionárias geradoras é estabelecida pela Lei 9.648/1998, a qual estipula que 6,75 % do valor da energia elétrica produzida deve ser recolhido a título de CFURH .

Uma das parcelas para o cálculo da CFURH é a denominada tarifa de referência (TAR). A TAR tem reajuste anual baseado em um indicador econômico que se ajuste às especificidades dos serviços de energia elétrica. Este reajuste é determinado pela ANEEL e para os anos de 2001 a 2003, por exemplo, foi baseado no Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) (PROSPECTO, 2002), para anos de 2010 a 2012 será reajustada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Um exemplo interessante é o caso da UHE de Tucuruí (8.370 MW) localizada no município de Tucuruí-PA no rio Tocantins. A área alagada, em condições nominais, é de 2.850 km<sup>2</sup>. Tucuruí também é responsável pela geração de receita para diversos municípios paraenses. Na Tabela 1 (SIM-BRASIL, 2004 e ANEEL, 2007 *apud* SILVA L., 2007) constam os principais municípios atingidos e conseqüentemente os que têm os maiores recolhimentos da CFURH. É interessante notar a última coluna da direita da tabela

onde consta a relação CFURH/Investimentos, a extrema relevância deste recurso no que concerne aos investimentos municipais, chegando a representar mais de 150%, para o caso do município de Novo Repartimento.

Tabela 1 - Impacto da CFURH oriunda da UHE Tucuruí no orçamento dos municípios atingidos em relação à receita e aos investimentos (ano de 2001)

Município – Ano 2000	Receita	Investimentos	% Investimentos / Receita	Compensação Financeira	% CF /Receita	%CF /Investimentos
Breu Branco	11.043.948,49	2.778.913,78	25,2%	537.868,33	4,87%	19,4%
Goianésia do Pará	9.593.579,66	1.753.391,87	18,3%	1.694.477,41	17,66%	96,6%
Itupiranga	12.365.460,53	2.946.098,10	23,8%	420.870,69	3,40%	14,3%
Jacundá	12.726.840,38	1.042.652,46	8,2%	807.688,09	6,35%	77,5%
Nova Ipixuna*	5.233.155,70	1.279.830,02	24,5%	393.945,24	7,53%	30,8%
Novo Repartimento*	22.121.658,69	4.826.302,57	21,8%	8.007.753,16	36,20%	165,9%
Tucuruí	57.418.746,00	4.635.465,00	8,1%	1.899.432,14	3,31%	41,0%

Segundo a pesquisa desenvolvida por Silva (2007), os municípios lindeiros da UHE Tucuruí apresentaram progresso acima dos demais municípios da região. Esta afirmação é corroborada pela análise realizada no estudo acerca do impacto que a CFURH representa na receita municipal. O estudo conclui serem os municípios constantes na Tabela 1 aqueles que apresentaram maior desenvolvimento econômico e social do estado onde se localizam, a saber, na ordem: Nova Ipixuna, Goianésia do Pará, Breu Branco, Novo Repartimento, Tucuruí, Itupiranga e Jacundá.

Em outra parte de estudo também se fez o levantamento da variação de indicadores sócio-econômicos clássicos de 1991 a 2000 dos municípios atingidos pelo lago da UHE Tucuruí. Na Tabela 2 (CNM, 2007 apud Silva 2007) constam os indicadores assim como as variações mostrando tendências bastante positivas para todos os indicadores analisados.



Tabela 2 - Média e variação de indicadores sócio-econômicos dentre as cidades atingidas por Tucuruí

Indicador	Média		Varição
	1991	2000	(1991-2000)
Renda per capita	96,80	133,89	38%
Índice de Gini	0,53	0,61	14%
% pobres	65,93	55,87	-15%
Analfabetismo	52,30	27,99	-46%
IDH-M	0,56	0,67	19%
% pessoas – água encanada	17,20	25,88	50%
% pessoas – energia elétrica - 1991	47,45	67,51	42%
PIB (1996 – 2000)	45.444	246.397	231%

Há que se levar em consideração aqui a forte correlação dentre o recebimento de CFURH e o desenvolvimento sócio-econômico, podendo não ser o único elemento responsável, mas, certamente um dos principais fatores contributivos. Devem-se ressaltar as características de recurso financeiro incorporado ao orçamento municipal. É uma receita líquida e certa, obviamente com algumas variações em função dos períodos de maior afluência na região onde está implantada a UHE, porém, há um grau relativamente elevado de previsibilidade para esta questão, permitindo assim um planejamento prévio do fluxo orçamentário.

Outra vantagem é o horizonte de recebíveis que se estende a mais de 30 anos, possibilitando um planejamento de longo prazo na destinação desta verba. Além disto, é uma atividade que não gera resíduo, não emite gases poluentes, é limpa e ainda pode proporcionar outras formas de exploração comercial tais como o turismo, a irrigação de culturas e o próprio abastecimento do município.

Outro caso, não menos interessante, é o da cidade de Altamira (PA), o maior município do mundo em extensão territorial (161.584,9 km<sup>2</sup>). Altamira encontra-se, quando da elaboração deste trabalho, em meio a uma crise econômica sem precedentes devido ao embargo realizado pelo Ministério do Meio Ambiente e Banco Central à indústria madeireira, a qual se tratava da principal atividade econômica do município. Este embargo objetiva reduzir os índices de desmatamento da região. A cidade possui cerca de 100 mil habitantes e aproximadamente 10 mil desempregados. É um número bastante significativo considerando o perfil familiar da região onde o número de pessoas que dependem desta fonte de renda para

sobrevivência, é relativamente elevado. Sem dizer das mínimas opções de realocação de mão de obra, o que potencializa ainda mais a questão.

Belo Monte é vista como uma solução promissora para este grave problema sócio-econômico. As projeções do projeto da UHE Belo Monte são para a geração de 18,7 mil empregos diretos e 23 mil indiretos. Não há que se duvidar que represente ganhos insofismáveis para a economia regional (PEREIRA, 2010) permitindo mitigar a crise pela qual passa atualmente o município de Altamira.

Outro benefício é a atração de investimentos que a construção de uma UHE traz para a região. São indústrias dos mais variados segmentos as quais geram emprego, renda, impostos e em consequência promovem o desenvolvimento regional.

Um exemplo neste sentido é o da Votorantim Cimentos que pretende instalar oito unidades em 7 diferentes estados. Para atender Belo Monte, a empresa vai implantar duas fábricas no estado do Pará. Para atender à demanda das UHE de Santo Antônio e Jirau a empresa estabeleceu uma unidade fabril que atualmente é a maior dentre as suas fábricas.

A previsão de investimentos da Votorantim, até o ano de 2013, atinge a cifra de R\$ 5 bilhões. É um volume de grande monta e que invariavelmente, quando aplicado, vai elevar a demanda por empregos, gerar renda e impostos possibilitando agregar um fator a mais nos estimuladores do crescimento econômico e do desenvolvimento social da região para onde são canalizados os investimentos.

Outro aspecto relevante é o que se refere à capacitação da mão de obra que, em muitos casos, é realizada quando da construção de uma UHE. Isto traz reflexo nos patamares da remuneração regional, permitindo a melhoria na situação sócio-econômica de parcela importante da população participante. Exemplo deste caso foram os cursos de capacitação promovidos pelo consórcio construtor da UHE Belo Monte, a Norte Energia. Os cursos destinam-se à formação de carpinteiros, pedreiros, armadores, eletricitistas, motoristas e operadores de máquinas de terraplanagem. Somente para as três primeiras profissões são cerca de mil vagas. Os trabalhadores que passarem por estes cursos estarão qualificados, mesmo depois de terminar a obra, a ocuparem melhores posições no mercado de trabalho. São benefícios duradouros e que refletem no ambiente familiar destas pessoas propiciando, além da melhoria no padrão de vida, maiores chances de desenvolvimento e socialização da prole destes trabalhadores.



O planejamento e implementação integrada de aproveitamentos hidráulicos pode tornar possível a implantação de hidrovias, em muitos casos, onde sem estas não seria possível. A construção de usinas com reservatório pode viabilizar a navegabilidade no trecho envolvido, permitindo, sob o ponto de vista econômico, o escoamento da produção agrícola de uma determinada região, reduzindo os custos de transporte, permitindo a ampliação de horizontes de mercado e da diversificação deste.

Um exemplo notável desta experiência, se pode constatar na consolidação da hidrovia Paraná-Tiete, integrando o Estado de São Paulo a outros países e viabilizando o escoamento de produção dos Estados de Mato Grosso, Goiás e Matogrosso do Sul e integrando os Estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Como ponto marcante de consolidação da evolução econômica e social das regiões lindeiras, ainda associada a hidrovia, se apresenta a cidade de Ilha Solteira. Esta emergiu em meio construção das usinas de Jupuí e Ilha Solteira da CESP. Para a construção destas UHEs se fez necessária a interligação da região ao centro econômico do Estado de São Paulo, resultando na implantação de estradas, pontes e introdução de outros fatores de infra-estrutura o que levou a consolidação da cidade de Ilha Solteira como um pólo de desenvolvimento regional, contando com hospitais, mercado de trabalho, áreas de turismo, universidade. As UHEs são reconhecidas, principalmente pelas pessoas que habitam a região como um fator de relevância na alavancagem do desenvolvimento regional.

Outro exemplo de projeto que contempla esta questão é o da hidrovia Teles Pires – Tapajós. Trata-se de um conjunto de empreendimentos que envolve a construção de três UHEs: Cachoeira do Cacharão (2.700 MW), Cachoeira do Acará (3.140 MW) e São Luiz do Tapajós (4.370 MW).

A extensão da hidrovia é de 1.043 km, a movimentação anual prevista é de 10.000.000 t de grãos provenientes da produção do norte de Mato Grosso. É considerada a melhor opção de rota de exportação desta produção proporcionando taxas de retorno superiores a 18 % para o capital investido em sua implantação. A economia envolvida em comparação com a alternativa sem uso desta hidrovia esta compreendida entre R\$ 5,00 e R\$ 37,00/t (FAJARDO, 2006).

Outros exemplos de reservatórios de UHE os quais beneficiam ou podem vir a beneficiar hidrovias são: UHE Tucuruí, UHE Santo Antonio, UHE Jirau, UHE Sobradinho, UHE Porto Primavera (BARBOSA, 2007), constituindo-se em mais um importante benefício que a implantação de reservató-

rios nas UHE pode trazer, frente a área de abrangência, a economia de custos e a redução de impactos ambientais propiciada.

Devido a utilização de preferências, ao invés de critérios adequados, muitas UHEs a fio d'água tem sido classificadas como de regularização. Isto induz a uma referência equivocada em relação a real capacidade de armazenamento do SIN.

Um método considerado adequado para se classificar uma UHE é dividir o volume útil pela vazão média de longo termo (MLT). Desta forma poder-se-ia criar um indicador que permitiria identificar o tempo de esvaziamento do reservatório em meses, se for liberada pela UHE uma vazão média equivalente à 30 % da MLT. Desta forma, está-se considerando que seja atendida cerca de 70% da MLT mesmo em períodos de estiagem.

Quando este indicador alcançar um valor maior que oito meses, o reservatório pode ser classificado como plurianual, pois, resiste a mais de um período de estiagem. Quando o conjunto de reservatórios estiver sendo exigido acima de sua capacidade de regularização torna-se imprescindível complementar a geração com termelétricidade de forma a não levar o sistema hidráulico à exaustão.

Por conseguinte, sempre que se vislumbrar uma possibilidade de superação da capacidade de regularização dos reservatórios das UHE, as UTEs devem ser despachadas na base de forma a impedir o esgotamento (SAUER, 2002).

Destarte, considerando as características do SIN, diga-se bastante vantajosas sob diversos aspectos, há basicamente duas opções em termos do *trade-off* hidrelétricas/termelétricas: ou se eleva a capacidade de regularização ou se terá cada vez mais a presença de térmicas na matriz de energia elétrica, se não para gerar na base, para garantir a segurança do suprimento.

Em situações hidrológicas desfavoráveis, o despacho de UTE torna-se inevitável e imprescindível sob pena de comprometer-se a segurança e a confiabilidade de atendimento à carga podendo até mesmo colocar o SIN em situação crítica de abastecimento. Situações deste tipo requerem medidas severas tais como racionamento de energia. Este mecanismo emergencial, muitas vezes indispensável, mostra-se extremamente danoso para a economia e para a sociedade em geral, como o exemplo ocorrido em 2001.

De forma a comprovar a necessidade de geração térmica para compensar hidrologia adversa, tomam-se casos ocorridos nos anos de 2003, 2004, 2006, 2007, 2009 e 2010, ilustrados por intermédio dos gráficos contidos na Figura 7 (ONS). O que se pode deduzir da observação destes gráficos



é a necessidade de despacho de UTEs quando ocorre baixas nos níveis de armazenamento dos reservatórios, associado à tendência de diminuição da ENA. Isto pode ser visto de forma marcante, por exemplo, de junho a novembro de 2007 e de julho a setembro de 2010. Neste último ano em particular nota-se uma proporção em torno de 15 % da geração térmica em relação à hidráulica nos meses em epígrafe.

O lado positivo também pode ser corroborado pelo ocorrido no ano de 2009, quando se tem a elevação da ENA já a partir de julho, que permite a redução do despacho de UTE desde este mês até praticamente dezembro do mesmo ano. Enquanto a Energia Armazenada (EA) oscila entre 40 % e 80 % do valor máximo em todos os anos analisados, a ENA apresenta variações ainda mais expressivas. Para manter os níveis de armazenamento dentro de regiões seguras o despacho de UTEs se faz necessário.

Cabe salientar que com capacidade de regulação mais elevada, o despacho de UTEs pode ser minimizado ou até mesmo dispensado, se os reservatórios puderem suportar períodos de hidrologia desfavorável e mantiverem a geração hidráulica para atender à demanda sem sofrer deplecionamentos críticos. Isto se consegue a custa da recuperação desta capacidade de armazenamento e regularização. Vale salientar que: despachar UTEs significa emitir proporcional quantidade de  $\text{CO}_2$ .

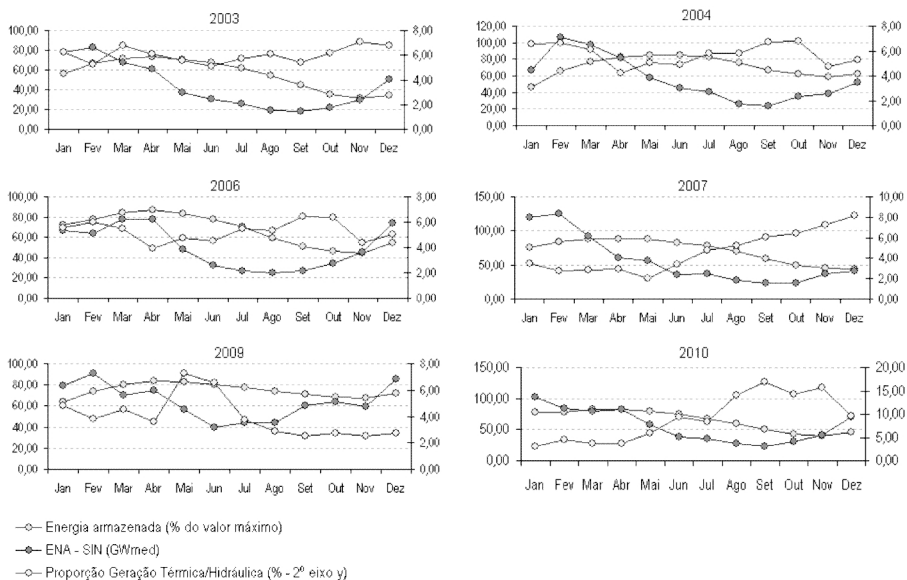


Figura 7 - Energia armazenada, ENA e proporção de geração térmica no SIN



O despacho de térmicas traz repercussão negativa também no aspecto modicidade tarifária, uma vez que demanda recursos do fundo setorial denominado Encargos de Serviços de Sistema (ESS), para o qual todo consumidor de energia elétrica do Brasil contribui. Na Figura 8 (ONS - PEN, 2010) têm-se a distribuição da capacidade instalada de usinas térmicas no SIN em função das faixas de Custo Variável Unitário (CVU). Este gráfico permite identificar a concentração de aproximadamente 50 % da capacidade instalada de UTEs, em torno de 14.600 MW, com CVU acima de R\$ 200,00 / MWh.

A importância dos reservatórios de acumulação, principalmente em períodos hidrológicos críticos, é que permitem a independência energética, ou seja, para o suprimento de energia elétrica, o Brasil fica dependente somente de seus recursos internos sofrendo pouca influência do mercado internacional de *commodities*, por exemplo, para o caso de óleo combustível, carvão mineral e gás natural.

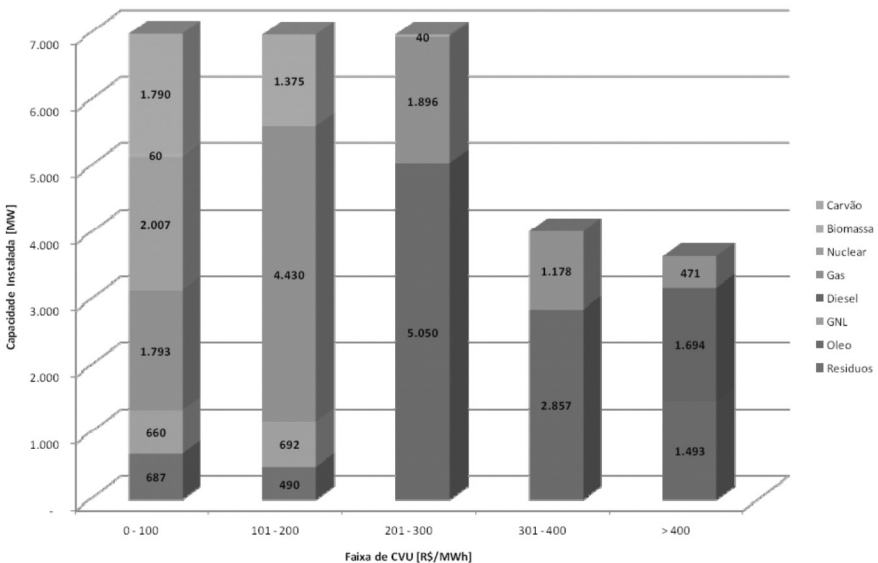


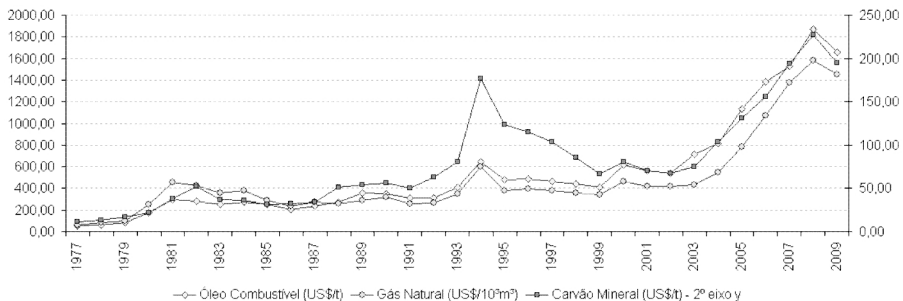
Figura 8 - Capacidade instalada de usinas térmicas e as respectivas faixas de CVU

Atualmente, em função do decréscimo relativo da capacidade de armazenamento dos reservatórios do SIN, quando ocorre deplecionamento destes reservatórios e ainda situações hidrológicas desfavoráveis, emerge a necessidade de despacho de UTEs a combustíveis fósseis o que leva a custos adicionais bastante significativos na geração de energia elétrica.



Para o caso da energia termonuclear, há necessidade de que o Brasil, além de deter a tecnologia de todo o ciclo de produção e enriquecimento do combustível nuclear, possua capacidade de produção deste combustível em escala que permita atender a todo o parque gerador instalado, sem perder de vista o planejado no horizonte de longo prazo.

Neste caso, assim como no caso dos combustíveis para as UTEs, ficar exposto ao mercado internacional de commodities pode levar a oscilações nos custos de O&M e conseqüentemente impactos na tarifa final de energia elétrica. Para se ter uma ideia das oscilações do preço dos combustíveis utilizados para geração de energia elétrica foi realizado levantamento exposto no gráfico constante da Figura 9 (BEN, 2010).



Valores constantes de 1977

Figura 9 - Comportamento dos preços de combustíveis fósseis utilizados para geração de eletricidade

### 4.3. O aspecto sócio-ambiental

O licenciamento ambiental brasileiro, apesar de ter passado por avanços nos últimos anos, ainda é moroso e burocrático, o que não é compatível com os interesses nacionais de premência dos empreendimentos estruturantes.

Outro vício apresentado pelo processo é o de ser transferido ao empreendedor o ônus de tratar as contendas que de fato deveriam ser competência do Poder Concedente. Como exemplo cita-se os conflitos originados dentre as políticas públicas de interesse nacional e locais, relativos aos aspectos sócio-ambientais, assim como os conflitos de competência, ou seja,

as interseções e sobreposições entre as legislações nos âmbitos municipal, estadual e federal.

Outro elemento que pode embargar o andamento de um empreendimento é o atraso no processo de licenciamento. Este problema pode advir em diversas fases deste processo, vindo a ocasionar impactos negativos e irreversíveis no cronograma de um projeto.

Na Tabela 3 (SCHIMIDT e CALOU, 2007) estão arrolados alguns atrasos médios observados em etapas do licenciamento. Nota-se que alguns dados indicam atrasos de até mais de 10 vezes o previsto na legislação regulamentadora, como, por exemplo, na aprovação do Termo de Referência (TR).

Tabela 3 - Atrasos no processo de concessão de licenciamento ambiental<sup>5</sup>

<b>Etapa</b>	<b>Prazos legais</b>	<b>Média observada</b>
TR pelo IBAMA	30 dias (IN 65/2005)	394
Aprovação EIA/RIMA	60 dias – aprovação da abrangência 120 dias – parecer de mérito (IN 65/2005)	576
Realização AP	45 dias após aprovação EIA	239
Emissão da LP	Até 1 ano (resolução CONAMA nº 237/1997) Máximo 270 dias (IN 65/2005)	1.188

São muitas as dificuldades encontradas para levar adiante um processo de licenciamento ambiental, todas, via de regra, originam pressões no sentido de aumento do custo do empreendimento tendo, invariavelmente como resultado, impactos no preço final da energia gerada, com tendência a elevá-lo. A Tabela 4 (BANCO MUNDIAL, 2008) apresenta os custos típicos de um processo de licenciamento ambiental para um projeto de UHE.

<sup>5</sup> Dados preliminares do relatório do Banco Mundial referentes a 63 empreendimentos licenciados pelo IBAMA entre os anos de 1997 e 2006.



Tabela 4 - Resumo de custos típicos de licenciamento ambiental de UHE

<b>Descrição do custo</b>	<b>US\$ por kW instalado</b>	<b>Parcela do total (%)</b>
Custos diretos	133	14,1 a 14,7
i) Sociais	94	10,0 a 10,4
ii) Ambientais físicos	19	2,0 a 2,1
iii) Incertezas regulatórias	20	2,1 a 2,2
Custos indiretos (de oportunidade)	10 a 50	1,1 a 5,4
Custos totais do licenciamento ambiental	143 a 183	15,8 a 19,4
Custo médio total do kW instalado	906 a 946	100

Nota-se que os custos diretos representam a maior parcela dos custos totais. Dentre os custos diretos, o fator com maior participação é o relativo aos custos sociais. Os custos indiretos podem assumir uma parcela significativa tendo a possibilidade de alcançar mais de 5% do valor do kW instalado. No cômputo geral, os custos totais de um processo de licenciamento ambiental de uma UHE podem atingir até 20 % do valor total da instalação. Para o caso da UHE Belo Monte os custos sócio-ambientais atingiram 22,7 % do valor total do empreendimento (CANAZIO, 2010).

É importante salientar que o Brasil é o único país, dentre aqueles com expressividade da energia hidráulica, a adotar o modelo de licenças distintas (LP, LI e LO) para diferentes etapas de um empreendimento. Esta sistemática promove a repetição ou nova emergência de questões já resolvidas em etapas anteriores levando a outras tantas incertezas no processo de licenciamento.

Outro problema recorrente é a atuação do Ministério Público impedindo ações que embargam obras. Em muitos casos o julgamento da ação mostra que não haveria motivos que a justificasse.

Para ordenar a paralisação de uma atividade econômica nos EUA, a demanda judicial vai até Suprema Corte Norte Americana que exige prova de risco de dano ao meio ambiente. No Brasil basta a mera presunção de dano ambiental para que o poder judiciário, mesmo de instâncias inferiores, paralise empreendimentos de interesse nacional (MICHELLIS JR., 2007).

Da mesma forma que se exige o fiel cumprimento das medidas mitigadoras e compensatórias contidas e as condicionantes presentes no

processo de licenciamento, também não se pode permitir que a simples presunção de que algum dano ocorrerá seja motivo suficiente para paralisar uma obra, na maioria dos casos, de interesse nacional e que trará repercussão negativa no que diz respeito ao suprimento da demanda e consequentemente com impactos econômicos e até mesmo sócio-ambientais.

Os procuradores do Ministério Público do Brasil (MP), e em raros países do mundo, possuem uma independência sem limites. Podem levar a judicialização de um processo de licenciamento até mesmo na fase de análise do aproveitamento hidráulico. Bem expressa Kelman (2007) a potencialidade da ação do MP no que diz respeito à dimensão dos danos que pode trazer:

“Esta é uma importante causa para a percepção de incerteza jurídica que cerca os novos empreendimentos hidroelétricos em nosso país, particularmente os de maior porte, que costumam atrair atenção de um grande número de procuradores. Se apenas um deles entender que uma usina não deve ser construída, haverá, para dizer o mínimo, um dispendioso atraso.”

Este é um fator hegemônico dentre aqueles que interferem no licenciamento. Nota-se, em muitos casos, a existência de causas político-ideológicas por detrás da judicialização. Usa-se esta última como escudo para travar uma batalha insana que objetiva bloquear e colocar o maior número possível de obstáculos no caminho do licenciamento. O Poder Judiciário vê-se de frente a questões técnicas de extrema especificidade cuja solução é intrincada e morosa, pois, depende de pareceres periciais meticulosos os quais levam a dificuldades de interpretação e consequentemente, maior demora é até mesmo “injustiças” no veredicto final.

Uma forma de tornar mais célere os processos de obtenção de licenças ambientais seria a criação do que se denomina “Balcão Único”. A ideia aqui é estabelecer um único ponto de comunicação dentre o requisitante e o poder concedente. Este “Balcão Único” seria constituído na sua base pelos órgãos ambientais de todas as esferas de poder, por exemplo: IBAMA, FUNAI, INCRA, IPHAN, ANEEL, ANA, EPE dentre outros. Seria criada uma cadeia por onde somente um processo tramitaria e seria examinado por cada órgão o qual faria as anotações de sua alçada, as quais ao final seriam consolidadas por um comitê do “Balcão”.



Desta forma, reduzir-se-ia ao mínimo as incongruências hoje observadas no processo de licenciamento o que proporcionaria, aos requerentes, fossem empresas públicas ou privadas, maior segurança e menores riscos no processo de licenciamento ambiental. Além disto, haveria ainda economia no que se refere ao trâmite processual, diminuição das necessidades administrativas, e a primazia do interesse público na análise dos processos.

Este sistema já é adotado pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo para licenciamento ambiental de projetos com localização na Região Metropolitana de São Paulo. Uma iniciativa semelhante existe no Estado de Minas Gerais e no Rio Grande do Sul. O relatório “Cost of Doing Business – 2008” do Banco Mundial ressalta a presença do “Balcão Único”, na formatação geral como aqui foi colocado, em pelo menos 24 países.

A especialização do Poder Judiciário é outra linha de ação que pode trazer também maior rapidez, segurança e eficácia na resolução de contendas no decorrer do processo de licenciamento ambiental. Magistrados com conhecimentos bem fundamentados do setor ambiental e atuando em varas especializadas traria resultados positivos para estes processos evitando os diversos recursos, o “vai-e-vem” das liminares, levando a um melhor aproveitamento do quadro funcional desta instância de poder.

Iniciativa exemplar deste sistema é a Câmara Especial de Meio Ambiente do Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, constituída por desembargadores com especialização na área ambiental. Para completar, um sistema de Varas Especializadas também traria ganhos significativos e também a instituição de Câmaras de Mediação e Conciliação de Conflitos Ambientais, as quais seriam uma ferramenta de agilização dos processos de licenciamento quando ocorressem conflitos.

Em termos mundiais, não é incomum o estabelecimento de painéis técnicos, coordenados pelas citadas Câmaras (ou órgão correspondente) com o objetivo de obter solução ágil, tecnicamente embasada e segura dos conflitos.

Os EUA é exemplo de país onde existem tais painéis para resolução dos conflitos nos processos de licenciamento ambiental. Há alguma semelhança com as audiências públicas realizadas no Brasil, entretanto, um painel técnico tem a característica de debater mais profundamente as questões que envolvem a consecução dos empreendimentos abordando todos

os aspectos envolvidos: técnicos, econômicos e sócio-ambientais, com a presença de especialistas de reconhecido saber nestas áreas de conhecimento relacionadas.

Neste sentido seria como a adoção de uma política de caráter preventivo, não menos eficiente, que poderia evitar o agravamento destas questões durante o processo de licenciamento ambiental. Estes debates devem preceder o processo de licenciamento e permitem uma abordagem detalhada e profunda de todos os aspectos pertinentes ao projeto e que possam ser fonte de problemas durante o transcurso do processo. Esta metodologia possibilita uma atuação preventiva nestas questões no sentido de eliminá-las ou ao menos mitigá-las. O Canadá é outro exemplo de país onde este sistema é aplicado (BANCO MUNDIAL, 2008).

Outra questão relevante, no que se refere aos impactos ambientais, é a área alagada pelas UHE e a perda da vegetação que antes ocupava a respectiva área. Para os aproveitamentos hidrelétricos localizados na Amazônia este problema se potencializa. Segundo o PNUD (2007) a redução área ocupada pela Floresta Amazônica é um dos principais causadores mundiais de emissão de gases de efeito estufa<sup>6</sup>. Estima-se que a área ocupada pelos reservatórios de UHE no Brasil seja de 36.000 km<sup>2</sup> (ATLAS, 2001).

Embora estes dados possam não corresponder aos valores atuais, não estão tão distante, uma vez que a tendência nos últimos dez anos é a construção de hidrelétricas a fio d'água e cujo reservatório ocupa áreas relativamente muito pequenas se comparadas às UHE mais antigas, as quais possuíam grandes reservatórios.

Considerando área desmatada na Amazônica Legal, somente no período de 1988 a 2010, encontra-se o valor de 385.234 km<sup>2</sup>, ou seja, mais de dez vezes a área ocupada por todos os reservatórios das hidrelétricas brasileiras<sup>7</sup>.

A área ocupada pelo reservatório da UHE Balbina é de 2.360 km<sup>2</sup> e é propalada na mídia como um “desastre” ecológico. Considerando, apenas e somente, o desmatamento ocorrido em um ano, o de 2004, por exemplo, o valor é de 27.772 km<sup>2</sup> e equivale a mais de 10 (dez) “Balbinas” em termos de área desmatada.

---

<sup>6</sup> Estima-se que cada hectare de floresta tropical densa desmatado corresponde à emissão de 500 tCO<sub>2</sub> (PNUD, 2007).

<sup>7</sup> Fonte: INPE – Projeto PRODES.



Os maiores causadores do desmatamento na Amazônia não são as UHE e sim as atividades de pecuária e agricultura, com destaque para o cultivo de grãos (DINIZ *et al*, 2009). Não se trata de eximir as UHE de contribuição para o desmatamento, mas sim de apresentar a causa *matter* deste problema.

Uma pesquisa elaborada por Gagnon *et al* (2002) traz interessante contribuição no que se refere ao aspecto área requerida pelos empreendimentos para produzir energia elétrica. A técnica utilizada para determinar este indicador é a denominada Lyfe-Cycle-Analysis<sup>8</sup>. É importante esclarecer que o estudo considera somente o uso direto da terra, não sendo considerados impactos indiretos. Os resultados demonstram que a produção de eletricidade a partir da biomassa é a que requer maior área por unidade de energia. As outras fontes renováveis incluídas no estudo (hidráulica, eólica e solar) necessitam de áreas similares. As fontes fósseis demandam menor área que as renováveis. A fonte nuclear é aquela que insta pela menor área por unidade de energia elétrica produzida.

A geração de energia elétrica é uma das grandes responsáveis pelas emissões de CO<sub>2</sub> no mundo. Esta afirmação bem se aplica em termos mundiais, principalmente no que concerne aos países desenvolvidos. O Brasil, assim como o Canadá, a Noruega e a Suécia são exceções, no sentido positivo. O Brasil é dono de uma das matrizes de energia elétrica mais limpas do mundo. Isto se deve, primordialmente, a presença maciça da hidreletricidade.

A questão que surge, na forma de um horizonte não promissor é se haverá continuidade neste quesito. Não se constroem mais UHE com grandes reservatórios desde 1990. É lamentável ouvir a declaração de um ministro do Meio Ambiente<sup>9</sup> sobre UHE com reservatórios: “Isso é coisa do passado e de saudosistas”. É um paradoxo tal afirmação, uma vez que menos UHE com reservatório de acumulação implica em maior necessidade de geração termelétrica. Isto leva inevitavelmente a uma “carbonização” da matriz elétrica e conseqüentemente de toda cadeia produtiva nacional. Não há nada mais atual do que a preocupação com as emissões de CO<sub>2</sub>.

---

<sup>8</sup> Lyfe-Cycle-Analysis (LCA) é uma técnica de avaliação de cada um dos impactos causados considerando todos os estágios de um processo produtivo desde o “berço até o túmulo”. Esta técnica abrange desde a prospecção e extração até o descarte dos materiais utilizados nos equipamentos, passando pelos mesmos estágios relacionados aos insumos utilizados. Considera ainda todas as etapas envolvidas, ou seja, processamento, manufatura, distribuição, operação e manutenção, disposição final e reciclagem (TES-TER, 2005).

<sup>9</sup> Carlos Minc, na época Ministro do Meio Ambiente.



As emissões de  $\text{CO}_2$  no setor elétrico aumentaram de 0,18  $\text{tCO}_2/\text{MWh}$  em 2007 para 0,31  $\text{tCO}_2/\text{MWh}$  em 2008 em decorrência, principalmente, do despacho de termelétricas<sup>10</sup>.

Substituir a hidreletricidade por termoeletricidade, caso não se trace novas perspectivas para o setor, será uma consequência inexorável, pois, até agora não se tem disponível outra fonte que possa oferecer características de geração semelhantes e com capacidade de escala, senão as térmicas a combustíveis fósseis. Não se tendo reservatórios para acumular energia na forma potencial e gerar em período de seca, é preciso outra fonte complementar para gerar com a mesma característica das hidrelétricas, ou seja, geração disponível para ser despachada seja para operar na base ou para atender às variações de carga do SIN.

A redução dos danos ao meio ambiente que se pensa obter não se construindo UHE com reservatório é enganosa e ilusória, pois oculta uma consequência evidente, mas, nem sempre percebida, ou pelo menos, não comentada: o suposto dano local causado pelo reservatório está sendo permutado por um dano global. O que não se leva também em consideração é ser possível gerenciar e mitigar com muito mais eficiência impactos localizados do que impactos globais ao meio ambiente.

Em estudo realizado por Bezerra *et al* (2010) foi constatado que se mantidas as projeções previstas pelo planejamento da expansão da geração, o quadro em 2020 será bastante desfavorável para o meio ambiente. A restrição nos projetos de UHEs com reservatórios de acumulação irá requerer a necessidade de despacho de UTEs. Isto levará a um aumento significativo nas emissões de  $\text{CO}_2$  que, ainda segundo o estudo, em 2020 sofrerão uma elevação de 203 %, situação que pode ser revertida caso seja alterada a trajetória de não construção de UHEs com reservatórios. Em 2020 a capacidade de regularização terá decaído 12 %. Para cada 1 % de perda da capacidade de regularização se tem 19 % de elevação nas emissões de  $\text{CO}_2$ .

Com o objetivo de realizar uma comparação entre as emissões de  $\text{CO}_2$  das fontes de energia elétrica mais utilizadas, um estudo comparativo foi realizado pela Associação Brasileira de Energia Nuclear (RONDINELLI; KURAMOTO, 2008) para o qual foram utilizadas referências internacionais além de critérios os quais contemplam as emissões de todo o ciclo de vida das instalações produtoras (método *Life-Cycle-Assesment*), a Figura 10 mostra os resultados deste trabalho.

<sup>10</sup> Fonte: Ministério da Ciência e Tecnologia, 2009.

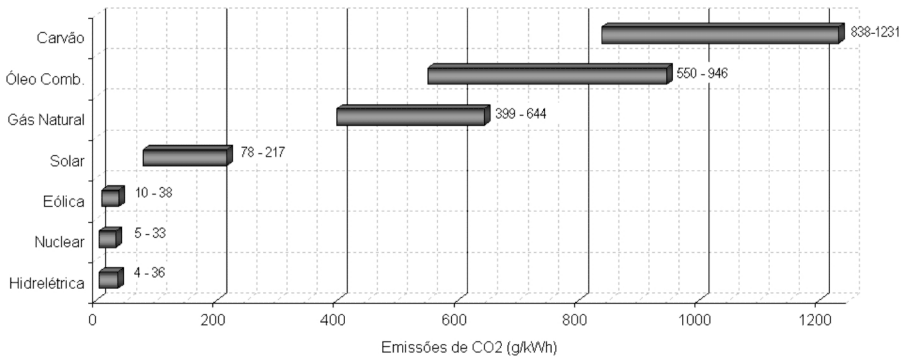


Figura 10 - Comparação dentre as emissões CO<sub>2</sub> considerando as fontes mais utilizadas na produção de energia elétrica

Nota-se que as fontes com menor potencial de emissão são a hidrelétrica e a nuclear seguidas pela eólica, sendo que estas três encontram-se em patamares semelhantes. A energia solar apresenta-se em um patamar superior sendo superada pelas fontes fósseis, cujas emissões estão na ordem de dezenas de vezes acima em relação às três fontes com menores emissões.

Um estudo elaborado por Gagnon et al (2002) apresenta um panorama sobre a emissão de GEE a partir de diferentes opções de produção de energia elétrica. Vale ressaltar que neste caso também os resultados são baseados na técnica Lyfe-Cycle-Analysis.

Os resultados mostram que as UHEs a fio d'água são a tecnologia que apresenta o melhor desempenho de todos os sistemas analisados compondo um grupo o qual possui fatores de emissão similares, ou seja, as fontes: UTEs nucleares e UHEs com reservatório de acumulação.

As tecnologias eólicas e solares apresentam mesmos patamares de emissão, entretanto, são fontes que apresentam intermitência na produção. A fonte que mais emite GEE é o carvão mineral, formando com os outros combustíveis fósseis o grupo das elevadas emissões. A fonte biomassa ocupa posição intermediária dentro das opções para geração na base.

O estudo elaborado por Rosa et al (2006) indica haver hidrelétricas que emitem quantidades muito pequenas de carbono (caso de Itaipu, Xingó e Segredo) se comparadas com suas térmicas equivalentes. Há casos intermediários (como a UHE Miranda) e há aquelas que emitem mais carbono que suas térmicas equivalentes (como a UHE de Três Marias e Samuel).



O que é importante frisar é a não existência de um padrão que possa ser extrapolado sem haver uma criteriosa análise, pois, existem grandes variações de uma UHE para outra. Assim sendo, os resultados do estudo apontam que os problemas relacionados a esta questão devem ser investigados caso a caso. Há que se ressaltar que se considerado o conjunto das nove usinas analisadas e suas respectivas termelétricas equivalentes as emissões totais de  $\text{CO}_2$  são cerca de três vezes (400 %) superiores para o caso das termelétricas equivalentes.

Não há dúvida que a implantação de projetos hidrelétricos pode provocar danos ambientais e também contribuir para a emissão de gases de efeito estufa. Contudo, também há casos nos quais os reservatórios das UHE emitem estes gases de forma similar ou até mesmo em menor quantidade que ambientes naturais como, por exemplo: rios, áreas alagadas, turfa e estuários. Rios e lagos naturais apresentam quantidades significativas de emissão de  $\text{CO}_2$ . Áreas correspondentes às savanas, turfa e áreas alagadas são fontes emissoras de  $\text{CH}_4$  em níveis relevantes. Os reservatórios das UHEs exibem comportamento similar aos ecossistemas naturais alagados no que se refere à média das emissões líquidas de  $\text{CH}_4$  e  $\text{CO}_2$  (SANTOS, 2006).

Em estudo realizado pela Comissão Européia (2008) apud Unep (2011) pode-se constatar que fonte hidráulica é que apresenta os menores níveis de emissão de gases de efeito estufa tanto considerando as emissões diretas, indiretas como aquelas contemplando todo o ciclo de vida da fonte de energia. O estudo ainda observa que as tecnologias que estão livres da influência do preço dos combustíveis são: hidráulica, eólica e solar fotovoltaica. Salienta-se que este fator tem importância crucial no contexto da segurança energética uma vez que não se estabelece para estas fontes uma relação de dependência com uma conjuntura externa. Isto permite, além da independência energética citada, construir uma matriz menos influenciada por crises internacionais no âmbito dos combustíveis fósseis e consequentes oscilações nos custos de produção da energia elétrica.

No que se refere mais especificamente aos Impactos Sociais, trata-se de conceito amplo, intrincado e ainda não devidamente contemplado na legislação. Quando se trata das obras, de uma UHE, por exemplo, já na fase de cadastramento das famílias atingidas, etapa prevista no EIA, defronta-se com um processo polêmico e de difícil condução. Isto por não existir amparo legal adequado para o processo e também devido às resistências locais típicas apoiadas por organismos emblemáticos. Um exemplo destes é o



Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB). O próprio termo “atingido” também não está bem definido, legalmente falando. Este fato pode gerar demandas futuras não previstas inicialmente, levando a impactos econômicos negativos aos empreendedores.

Nos reassentamentos deve haver uma estrutura que permita a existência de um núcleo habitacional completo, ou seja, edificações relativas à saúde, educação, também religiosas e comerciais além, é claro, das habitações propriamente ditas. O reassentamento deve ser também provido de infraestrutura e saneamento básico. Também se deve prever a salvaguarda, sendo possível, de sítios arqueológicos e até mesmo deslocamento dos cemitérios se estiverem sob a área alagada (OLIVEIRA; MORELLI, 2008).

Esta breve descrição dá uma ideia da complexidade que envolve esta questão. Não há marco legal bem definido, as demandas surgem temporaneamente e de diversas direções. Um elemento complicador neste sentido são as exigências oportunistas e exorbitantes que, não raro, ocorrem em várias solicitações relacionadas aos aspectos sociais no decorrer do processo de licenciamento de projetos hidrelétricos. Muitas destas demandas são problemas estruturais pré-existentes, ou seja, existiam muito antes do empreendimento. Não são decorrentes da implantação do projeto.

É notório que, de forma geral, nas regiões onde os aproveitamentos hidrelétricos são projetados para serem implantados, existe uma carência de infra-estrutura, de acesso aos serviços de saneamento básico e até mesmo de energia elétrica. Não deveria recair sobre o empreendedor todo o ônus referente a tais carências. Segundo as agências do governo relacionadas a este assunto, as contendas sociais acabam, sobrepondo-se à questão central, o que, em muitos casos, não seria justificado pelo grau de importância de cada um dos aspectos e pelos impactos causados (BANCO MUNDIAL, 2008).

## **5. CONCLUSÃO**

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis leva a novos paradigmas no que concerne ao planejamento e operação dos sistemas de energia elétrica. As particularidades apresentadas por estas fontes diferem muito se comparadas àquelas presentes nas fontes tradicionais, tal como a hidráulica, nuclear e a combustíveis fósseis.



As características de variabilidade das fontes renováveis demandam mudanças significativas nas abordagens adotadas nas etapas de planejamento e operação para que se possa utilizá-las de forma intensiva, sustentável, com segurança e confiabilidade no suprimento da carga.

Em uma perspectiva estratégica, de longo prazo, a definição de diretrizes que norteiem a questão das fontes primárias as quais irão compor o parque gerador é fator essencial. Assim sendo, levantar as características destas fontes, confrontando-as sob os aspectos mais restritivos fornece elementos balizadores para a definição das diretrizes estratégicas do planejamento e de políticas públicas relacionadas a energia elétrica.

Dentre os fatores que permitem um parque gerador atender à carga de forma segura e confiável estão fundamentalmente: a possibilidade de se prever a disponibilidade da fonte primária e a capacidade de manutenção sustentada da geração por um período de tempo suficiente que permita suprir totalmente à duração dos patamares e às variações da carga. As FEBS e PCHs apresentam algumas fragilidades relacionadas a estes requisitos. Esta afirmação se fundamenta nas características intrínsecas às fontes primárias de energia, ou seja, a variabilidade e a dificuldade de se prever a disponibilidade. Há gradações dentre as FEBS no que se refere a estes atributos.

De qualquer forma, estas limitações são de significativa importância e devem ser observadas cuidadosamente quando de elaboração da estratégia de composição da matriz de energia elétrica. O objetivo não é introduzir obstáculos à inserção das FEBS e tampouco das PCHs, mas, oferecer soluções que permitam ser esta inserção realizada de forma segura e sustentável não perdendo de vista a robustez do sistema supridor de energia elétrica.

A manutenção da presença e crescimento das UHE na matriz de energia elétrica, sobretudo agregadas a reservatórios de acumulação, apresenta-se com solução promissora, por um lado para que não se desperdice o potencial hidráulico brasileiro e pelo outro pelos inúmeros benefícios os quais esta combinação pode oferecer.

A expansão da oferta de energia elétrica somente com base nas fontes renováveis pode levar a aumento dos custos de operação caso não se lance mão dos recursos hidráulicos, em virtude da necessidade de despacho de centrais que possam suprir as carências apresentadas pelas FEBS e PCHs.



A solução, neste caso, seriam as UTE baseadas em combustíveis fósseis, as quais têm, em geral, Custo Variável Unitário elevado, o que implica em impactos na tarifa final de energia elétrica, origninando ônus aos setores produtivos e de serviços com efeitos negativos em toda cadeia econômica, desde a produção até o consumo final.

Ademais, elevar a geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis significa aumentar significativamente as emissões de CO<sub>2</sub>. Isto configura um contra censo, diante da riqueza inestimável de opções que o Brasil possui com vasta disponibilidade de fontes de geração de energia elétrica muito menos impactantes no que se refere às contribuições para agravamento do efeito estufa.

O objetivo deve ser, desta forma, a exploração, de forma sustentável, de toda esta diversidade energética de maneira a maximizar os benefícios para a sociedade brasileira, aos menores custos e com impactos ambientais minimizados. Neste sentido, considerando contemplar-se estas perspectivas, a hidreletricidade emerge como uma solução ímpar.

O que, outrossim, não se deve relegar é a capacidade de regularização, a qual deve ser levada a par e passo com a expansão da base hidráulica sob pena de se ter que buscar nas fontes fósseis a complementaridade para que a segurança e confiabilidade do suprimento da carga não sejam comprometidas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ATLAS do Potencial Eólico Brasileiro. Ministério das Minas e Energia - Eletrobrás. Brasília, 2001.

BANCO MUNDIAL. Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma contribuição para o debate - volume II. Relatório Banco Mundial. 2008. Disponível em: <[http://siteresources.worldbank.org/INTLACBRAZILINPOR/Resources/Brazil\\_licenciamento\\_SintesePortuguese-March2008.pdf](http://siteresources.worldbank.org/INTLACBRAZILINPOR/Resources/Brazil_licenciamento_SintesePortuguese-March2008.pdf)> Acesso em 13/04/2010.

BARBOSA, M., M., R., C. O Sistema Hidroviário Nacional - Potencialidades e Perspectivas. Agência Nacional de Transportes Aquaviários. Brasília, 2007. Apresentação (Power Point), 61 p. Disponível em: <<http://www.antaq.gov.br/portal/pdf/palestras/Set07PalestraAlteBarbosaUARBL.pdf>> Acesso em: 15/02/2011.



BEZERRA, B., BARROSO, L., A., BRITO, M., PORRUA, F., PEREIRA, M., V., Measuring the Hydroelectric Regularization Capacity of the Brazilian Hydrothermal System. In: Power and Energy Society General Meeting. Minneapolis: IEEE, 2010.

BOYLE, G. (Ed.). Renewable electricity and the grid: the challenge of variability. Londres: Earthscan, 2007. 244 p.

CANAZIO, A. Belo Monte: Preço-teto sugerido fica em R\$ 83 por MWh e o custo da usina em R\$ 19 bilhões. Agência Canal Energia, Rio de Janeiro, 17 mar 2010. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/imprimir.asp?id=76673>> Acesso em: 8/3/2011.

CHEN, H., CONG, T., N., YANG, W., TAN, C., LI, Y., DING, Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science, vol. 19, p. 291–312, 2009.

DESTER, M., ANDRADE, M., T., de O. Análise sobre a inserção das fontes eólica, biomassa e solar na matriz de energia elétrica brasileira sob a ótica do atendimento pleno da carga. In: Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural - AGRENER. Unicamp - NIPE. Anais eletrônicos, Campinas, 2010. Disponível em <<http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/index.php>> Acesso em 14/03/2011.

DINIZ, M., B., OLIVEIRA JUNIOR, J., N., TROMPIERI NETO, N., DINIZ, M., J., T. Causas do esmatamento da Amazônia: uma aplicação do teste de causalidade de Granger acerca das principais fontes de desmatamento nos municípios da Amazônia Legal brasileira. Nova Economia. Belo Horizonte, vol. 19, n. 1, p. 121-151, janeiro-abril de 2009.

FAJARDO, A., P., C. Uma contribuição ao estudo do transporte intermodal - otimização da expansão dinâmica das redes intermodais do transporte de soja produzida no estado de Mato Grosso. 2001. 201 p. Tese (Doutorado). Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

FILL, H., D., O., A., CHELLA, M., R., MINE, M., R., M., KAVISKI, E., FREITAS, C. Avaliação de Dois Critérios de Cálculo da Energia Assegurada de uma PCH. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, Porto Alegre, v. 11, n. 1, p. 25-35, jan/mar 2006.

GAGNON, L., BÉLANGER, C., UCHIYAMA, Y. Life-cycle-assessment of electri-



city generation options: The status of research in year 2001. *Energy Policy*, vol. 30, Issue 14, p. 1267-1278, 2002.

GÓES, R., R., A. A complementaridade entre a geração hidroelétrica e a geração termoelétrica a partir do bagaço e resíduos de cana em sistemas de cogeração em usinas sucroalcooleiras. 2001. 177 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2001.

IBRAHIM, H., ILINCA, A., PERRON, J. Energy storage systems - Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, issue 5, p. 1221-1250, jun. 2008.

IEA. Energy Policies of IEA Countries – Germany 2007 review. OECD/IEA, 2007. Disponível em: <[http://www.iea.org/publications/free\\_all.asp](http://www.iea.org/publications/free_all.asp)> Acesso em: 7/2/2011.

INTEGRATING intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020. Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC, 2010. Disponível em: <<http://www.europeanenergyreview.eu/index.php?id=2027>> Acesso em 05/02/2011.

JARAMILLO, O., A., BORJA, M., A., HUACUZ, J., M. Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power. *Renewable Energy* Volume 29, Issue 11, September 2004, Pages 1887-1909.

KELMAN, J. O teorema do limite central, a Justiça e a questão energética. *Revista Justiça e Cidadania*. Rio de Janeiro, jun. 2007.

MASON, I., G., PAGE, S., C., WILLIAMSON, A., G. A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources. *Energy Policy*, Vol. 38, Issue 8, p. 3973-3984, August 2010.

MICHELLIS JR., D. Avaliação dos aspectos legais para obtenção de uma licença ambiental - a visão dos empreendedores. III Conferência de PCH, Mercado e Meio Ambiente. São Paulo-SP, 2007.

OLIVEIRA, L., D., MORELLI, M., M. Efeito dos Impactos Sócio-Ambientais nos Custos de Empreendimentos Hidroelétricos. Trabalho na forma de artigo e seminário sendo parte dos requisitos de avaliação da disciplina Política Energética, Planejamento e Regulação. Universidade Estadual de Campinas – FEM. Campinas, 2008.



PEREIRA, O., S. Longe de uma matriz elétrica sustentável. Valor Econômico. 30 jul 2009. Disponível em: <<http://www.valoronline.com.br/?impresso/opiniao/96/5735065/longe-de-uma-matriz-eletrica-sustentavel>> Acesso em: 14/06/2010.

PIGNATTI, A., A. Impacto na perda técnica com o aumento da cogeração das usinas socroalcooleiras no sistema de transmissão da CPFL Paulista. Trabalho de Conclusão de Curso, USP - Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2007.

PROSPECTO de distribuição pública de debêntures conversíveis em ações de emissão da PROMAN - Produtores Energéticos de Manso S/A. Número de Registro CVM/SRE/DCA/2002/001. ANBID: 2002. Disponível em: <[http://pefran.com.br/empresas/prosper/underwriting/%5B4949%5D-prosper\\_underwriting\\_debentures\\_boletim\\_proman\\_19\\_milhoes/internet/arte/%5B4949%5D-prosper\\_underwriting\\_Debentures\\_Boletim\\_Proman\\_19\\_milhoes.pdf](http://pefran.com.br/empresas/prosper/underwriting/%5B4949%5D-prosper_underwriting_debentures_boletim_proman_19_milhoes/internet/arte/%5B4949%5D-prosper_underwriting_Debentures_Boletim_Proman_19_milhoes.pdf)> Acesso em: 23/3/2011.

RONDINELLI, F., KURAMOTO, E. Análise comparativa das alternativas energéticas quanto às emissões diretas e indiretas de CO<sub>2</sub>. 2008. Relatório. Associação Brasileira de Energia Nuclear. Disponível em: < <http://www.aben.com.br/uploads/energia/alternativas-energeticas.doc>> Acesso em 16/2/2011.

ROSA, L., P., et al (coord.). Emissões de dióxido de carbono e metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros. 2006. Relatório de referência do primeiro inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa. Ministério da Ciência e Tecnologia. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2006. 118 p.

SANTOS, E., O. Contabilização das emissões líquidas de gases de efeito estufa de hidrelétricas: uma análise comparativa entre ambientes naturais e reservatórios hidrelétricos. 2006. 178 p. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético). Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

SAUER, I. Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Relatório Técnico. Programa Interunidades de pós-graduação em energia - USP, São Paulo, 2002. Disponível em: <http://www.bancor.com.br/Legisla%E7%E3o/UmNovoModeloParaoSetorEletricodez2002.pdf>. Acesso em 25/02/2008.

SCHIMIDT, A. B., CALOU, S., M. Os desafios do meio ambiente para o desen-



volvimento sustentado. Apresentação. IV Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico - ENASE. São Paulo-SP, 2007.

SILVA, L., L. A compensação financeira das UHE como instrumento econômico de desenvolvimento social, econômico e ambiental. Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília - Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Informação e Documentação. Brasília, 2007.

TWIDELL, J., WEIR, A. Renewable Energy Resources. New York: Taylor & Francis, 2006.

UNEP - United Nations Environment Programme. Green Economy Report - Towards a Green Economy: Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication. Disponível em: <<http://www.unep.org/greeneconomy/GreenEconomyReport/tabid/29846/Default.aspx>> Acesso em 28/02/2011.