



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

**GRUPO - VII
GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**A INSERÇÃO DAS FONTES EÓLICA, BIOMASSA E SOLAR NA MATRIZ ELÉTRICA FRENTE ÀS
CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E O ATENDIMENTO PLENO DA CARGA**

**Mauricio Dester(*)
ELETROBRAS FURNAS**

RESUMO

Produzir eletricidade a partir das Fontes Eólica, Biomassa ou Solar (FEBS) é alternativa promissora sob o aspecto da sustentabilidade. Considerando a crescente inserção das FEBS ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ser tendência irreversível, é mister aprofundar o debate sobre os impactos decorrentes. Seria possível atender ao crescimento da carga com FEBS em qualquer proporção? Que estratégia adotar que viabilize a inserção das FEBS na matriz de energia elétrica preservando a segurança do suprimento? O objetivo principal deste trabalho é discutir a problemática que envolve estas questões sob o foco do atendimento pleno da carga.

PALAVRAS-CHAVE

Matriz de energia elétrica, planejamento da expansão, fontes renováveis, política energética, segurança no suprimento de energia elétrica.

1.0 - INTRODUÇÃO

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 confiabilidade¹. 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, tais como: estoque da fonte primária de energia e possibilidade de despacho das centrais baseadas nestas fontes. Observando mais especificamente a hidreletricidade e confrontando suas características com as FEBS, verificam-se vínculos naturais de complementaridade. Além disto, a incorporação das FEBS na matriz de energia elétrica complementando a hidreletricidade pode, além de tudo, permitir o aumento da flexibilidade de utilização dos recursos hídricos e ampliar a abrangência do que se denomina uso múltiplo da água dos reservatórios, ademais, possibilita a diversificação desta matriz.

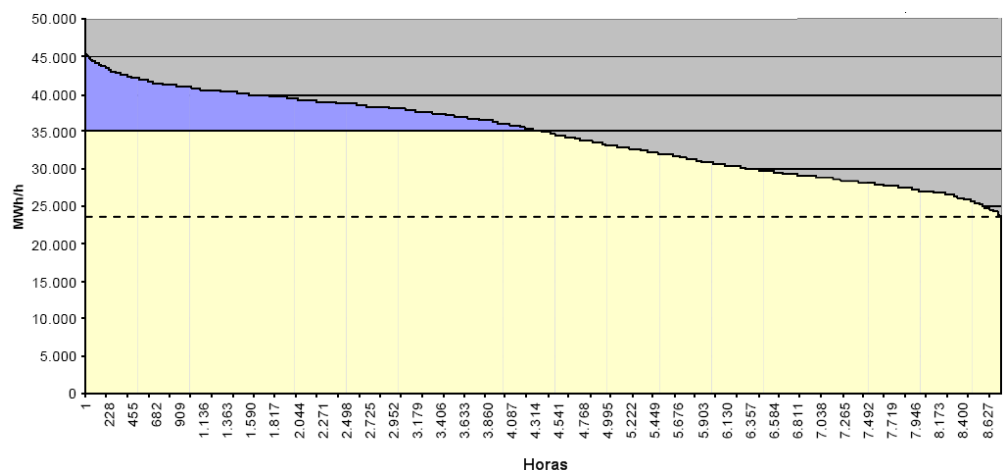
Para balizar a análise aqui proposta, alguns elementos e questões ligadas ao suprimento da carga são examinados, investigando os impactos causados com a inserção das FEBS, elementos estes, a saber: a curva de duração de carga, a curva diária de carga, o perfil da geração provida pelas FEBS e as opções que possam viabilizar a introdução destas fontes na matriz sem afastamento dos limites de segurança.

¹ 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” relaciona-se à qualidade do suprimento.

Este trabalho visa, desta forma, 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. Contribuindo, desta forma, com a elaboração de políticas direcionadas à incorporação das FEBS, por conseguinte, possibilita a manutenção da invejável composição da matriz de energia elétrica brasileira. Ademais, a delimitação de contorno está pautada na segurança e confiabilidade no suprimento da carga culminando na sustentabilidade no processo de expansão.

2.0 - 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 detalhada nos aspectos relacionados à variação e patamares e a segunda com horizonte anual e voltada para questões relacionadas a 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 manutenção sustentada da geração de base. Gerar na base constitui-se em operar fornecendo um determinado valor de potência durante patamares de tempo no decorrer de um período analisado e preferencialmente com pouca modulação nos valores de geração. Na Figura 1, onde se tem 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 8760 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. Destarte, o planejamento da expansão da geração deve ser apropriadamente realizado para que o planejamento energético e o despacho do parque gerador possam atender a este requisito. 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, assim como na fase de operação em tempo real do SIN. O parque gerador, por sua vez, deve ter capacidade e características que possibilitem atender plenamente a carga com segurança e confiabilidade.



Fonte: ONS (Adaptado)

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

Outra questão importante a ser observada é o comportamento da carga no transcorrer de um dia. Na Figura 2 está apresentada uma curva de carga diária típica. As variações presentes são bastante particulares, em especial as elevações, na linguagem operativa, chamadas 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 variação de valores. Inicia 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 em torno de 30 MW/min. A rampa que sucede no início da carga pesada, apresenta uma variação menor em valor, contudo, em um intervalo de tempo menor 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 que 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 da primeira.

Além das rampas de carga típicas e cotidianamente recorrentes, existem aquelas extemporâneas que se sucedem em virtude de situações especiais de 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. Durante estes eventos 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 provocando elevações abruptas na 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.

Para estes eventos é realizado um planejamento prévio da operação do SIN, tantos sob os aspectos energéticos como elétricos, de forma a manter a máxima segurança e confiabilidade de suprimento à carga. Contudo, para atender a carga com segurança e confiabilidade há que haver recursos no parque gerador que viabilizem estas ações. Pode-se imaginar a amplitude da repercussão caso ocorra falta de energia elétrica em alguma região, estado ou mesmo cidade durante jogos do Brasil na Copa do Mundo.

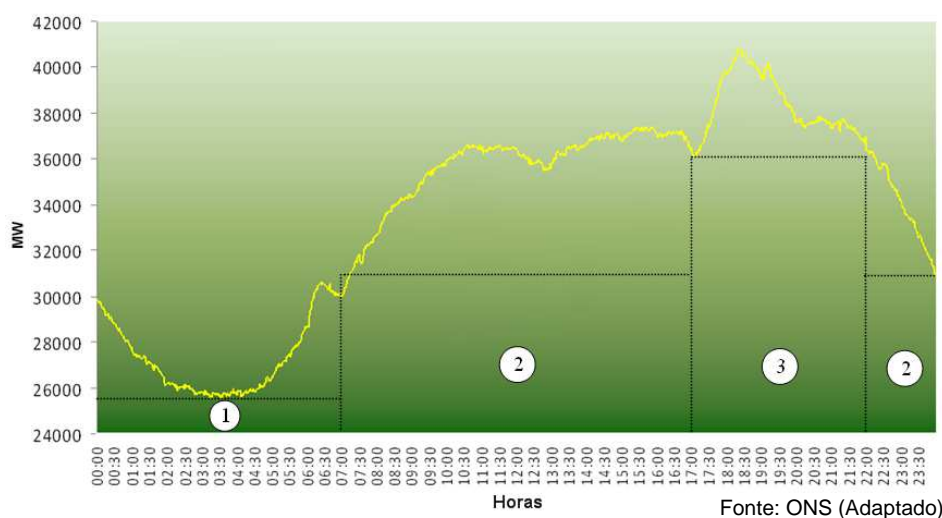


Figura 2: Curva de carga diária típica de um dia útil, subsistema SE-CO, ano de 2010

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 chamadas 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 nas quais haja disponibilidade extemporânea da fonte primária de forma a permitir a conversão em eletricidade em conformidade aos requisitos da demanda. A energia primária deve estar disponível no tempo e na quantidade necessária para atender às necessidades da carga. Estas fontes caracterizam-se tipicamente por possuir um estoque da energia primária, disponível para ser convertido em energia elétrica a qualquer momento e na quantidade necessária (1).

3.0 - A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DAS 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, aos aerogeradores, a conversão da energia cinética do ar em movimento em energia elétrica. 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. Na Figura 3 pode-se visualizar um exemplo do perfil de regime de ventos por meio de dados obtidos de uma estação anemométrica do INPE/CPTEC. Nesta figura constata-se tanto a variabilidade na velocidade dos ventos quanto os períodos nos quais haveria corte de geração, ou seja, naqueles quando 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 (altura de 50m).

Outrossim, há o problema da variabilidade que se torna mais preocupante na medida em que a participação da energia eólica na matriz de energia elétrica torna-se mais significativa. Há circunstâncias nas quais as flutuações de potência podem atingir percentuais relevantes. Tomemos o exemplo da Alemanha, onde a participação da fonte eólica chegou a 14 % no ano de 2005 com um fator de capacidade de 17 % (2). Ocorreu 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 as quais chegaram a atingir 80 % da potência instalada desta fonte. Este evento originou sérias dificuldades no suprimento da carga (3).

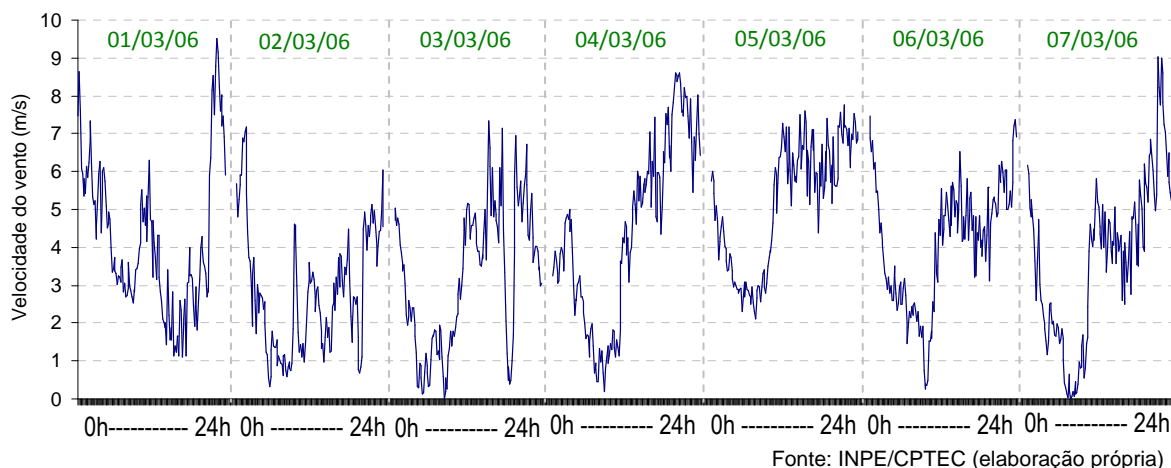


Figura 3: Vento na cidade de São João do Cariri (PB), intervalos de 10 min – a 50m – de 1 a 07/03/2006

3.2 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 maio a novembro, a produção de eletricidade é praticamente nula. Assim sendo, 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 e assim como na fase de operação (4).

A Figura 4 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. 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.

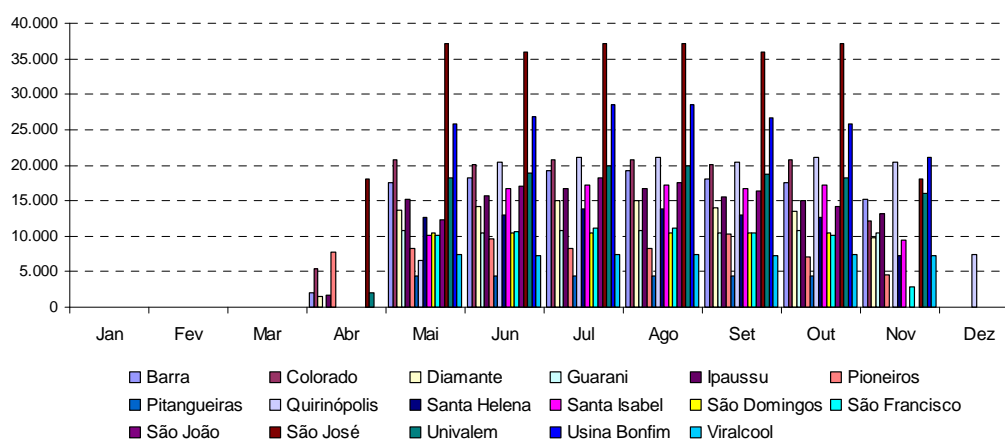


Figura 4: Energia declarada, usinas a biomassa de cana (MWh), Leilão de Energia Nova (A-3) de 2006

3.3 A fonte Solar

Dados obtidos da 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 solar. Na Figura 5 estão apresentados os dados correspondentes. Vale ressaltar que o período noturno não está representado devido a 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 está na faixa de 5,9 a 6,3 kWh/m². A variabilidade encontra-se no horizonte intra-dia e entre dias. 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 a rampa de carga do período 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 para entre 18h e 19h no horário de verão. Outra evidência é o fato do início da disponibilidade de radiação iniciar-se, efetivamente, a partir das 08h enquanto que a rampa de carga do início da manhã começa por volta das 07h. Como se pode notar na Figura 2 existe uma rampa antecedente, de menor amplitude, já a partir das 03h.

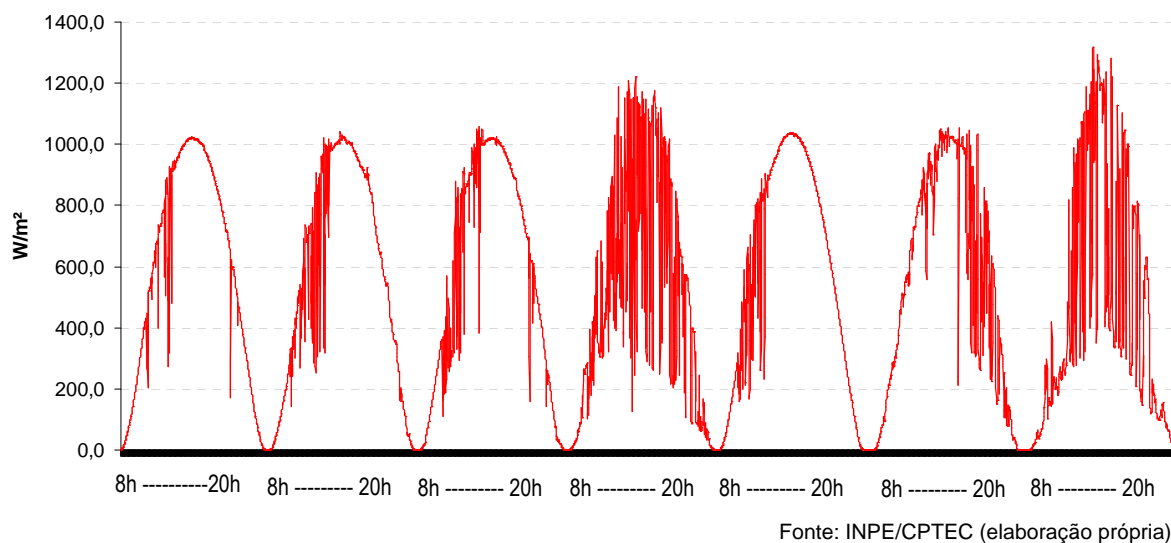
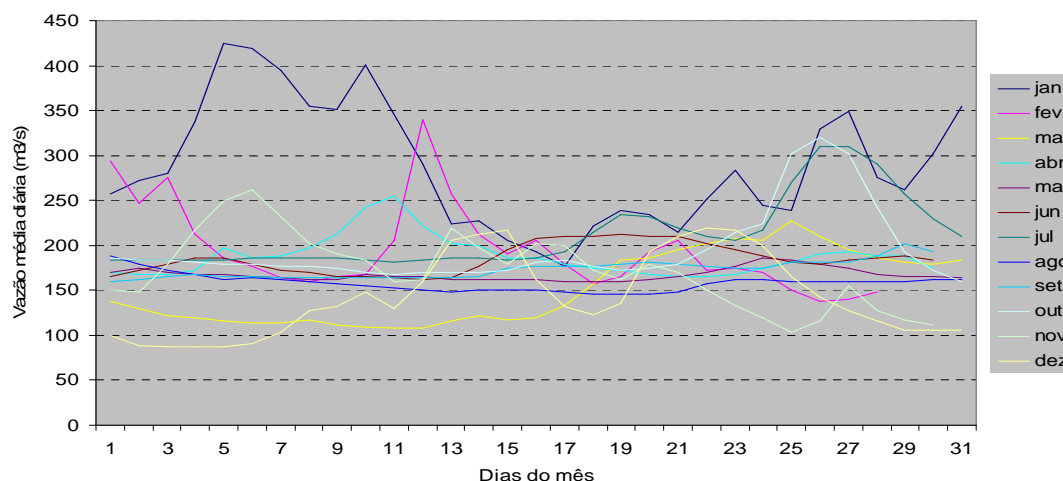


Figura 5: Radiação solar global na estação de Caicó (RN) em intervalos de 1 min, dias 1 a 7/10/2004

3.4 As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

As PCHs são empreendimentos instalados em pequenas bacias hidrográficas as quais estão sujeitas a grande flutuação de vazão no horizonte diário. As PCHs não contemplam meios para armazenar os excedentes de Energia Natural Afluente (ENA) nos períodos úmidos, para poder utilizar estes excedentes nos 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 (5).

Tomemos o exemplo das PCH Queluz e Lavrinhas. Ambas têm potência instalada de 30 MW e garantia física de 21 MWmed, pertencem ao grupo Alupar e estão 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 dados de vazão do ano de 2007. Pode-se notar, na Figura 6, a variabilidade nas vazões, mais pronunciadas nos meses contidos no período úmido, o que é de se esperar, uma vez que variações nos índices de pluviosidade, comuns na época mais chuvosa, interferem diretamente nas vazões dos rios. Como estas usinas não agregam capacidade de regularização sua produção fica sujeita à vazão do rio onde se encontra instalada. Existe ainda uma restrição adicional para as PCH a qual trata-se 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 apresentar 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 os quais tipicamente são de pequeno porte e fortemente influenciados pelas variações pluviométricas da bacia a qual o referido rio pertence.



Fonte: ANA (elaboração própria)

Figura 6: Vazões médias diárias do Rio Paraíba do Sul

4.0 - VIABILIZANDO A INSERÇÃO DAS FEBS NA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

A produção descentralizada de eletricidade leva a problemas de estabilidade para os sistemas elétricos associados e requerem 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 (6). Em se tratando da realidade brasileira, se faz mister a análise de alternativas que possam viabilizar a participação das FEBS na matriz de energia elétrica, de maneira a se obter os benefícios de suas vantagens, principalmente em relação aos impactos ambientais, promovendo a diversificação desta matriz e mantendo a segurança e confiabilidade no atendimento à carga.

Assim como não é adequado comparar aspectos técnicos entre as FEBS e as UHE, uma vez que a presença das FEBS na matriz não implica prescindir de complementação hidráulica, por exemplo, igualmente não é acertado confrontar os impactos ambientais das FEBS com aqueles causados pelas hidrelétricas. Sob a perspectiva estrita de produção de energia elétrica, 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, também implica em pouquíssimas emissões. Desta forma, traçar um paralelo dentre as fontes que possam mitigar as flutuações e sazonalidade originadas das FEBS agrega valor ao processo de planejamento e possibilita fornecer subsídios para sejam feitas as escolhas apropriadas no que diz respeito ao planejamento da matriz de energia elétrica.

Em se tratando da perspectiva técnica o aspecto fundamental a analisar é a flexibilidade de despacho frente às variações da carga e possíveis compensação necessárias frente às flutuações e sazonalidade da energia produzida pelas centrais baseadas nas FEBS. Destaca-se que este aspecto é restrição que não pode ser renunciada, uma vez que, para qualquer situação que se apresente, a segurança e a confiabilidade no suprimento da carga não pode ser colocada em xeque. Neste sentido as tecnologias atualmente disponíveis e mais apropriadas são as centrais hidrelétricas e termelétricas a gás natural (GN) ciclo simples, pois apresentam as características desejáveis para preencher a lacuna da variabilidade. São elas: rapidez de resposta, disponibilidade de estoque da fonte primária de energia além da flexibilidade operacional no que se refere a permitir variações frequentes na potência gerada podendo ainda gerar na base, se assim for necessário. As termelétricas a carvão e a óleo combustível, assim como as termo-nucleares, apresentam desempenho adequado para operar na base gerando de forma inflexível, ou seja, não são adequadas para operação em regime de frequentes variações na potência gerada (7).

Sob a ótica econômica as hidrelétricas apresentam os menores custos e consequentemente as que repercutem em menores tarifas finais. Segundo informações do PNE-2030 (2007) as tarifas de equilíbrio² são: para geração hidrelétrica de R\$ 73,00/MWh e para a termelétrica a GN (ciclo combinado) de R\$ 173,00/MWh. Salienta-se que o custo do MWh para as termelétricas ciclo simples é ainda mais elevado devido seu rendimento global ser inferior se comparado às UTE ciclo combinado.

² As seguintes premissas foram adotadas para a composição destas tarifas: investimento de 800 US\$ / kW, taxa de retorno de 12 % aa, custos de produção, encargos setoriais e impostos sobre a receita.

No que se refere ao aspecto sócio-ambiental, sob a perspectiva do custo das externalidades, a geração hidrelétrica apresenta o valor de 1,3 a 13,1 US\$/MWh enquanto que a termelétrica a GN, 13,1 a 52,4 US\$/MWh (8). Outrossim, considerando as emissões de CO₂ a tecnologia da hidreletricidade apresenta a faixa de 4 a 36 g/kWh enquanto que a termelétrica baseada no GN, 399 a 644 g/kWh (9). É notório que a implantação de UHE leva a impactos sócio-ambientais significativos, principalmente na etapa de construção. Dentre os mais relevantes estão a inundação de áreas, interferência no curso de água e necessidade de realocação da população residente local. Ocorre que, ou se opta por compensar estes impactos através de medidas mitigadoras, como tem sido realizado satisfatoriamente nos empreendimentos deste tipo, ou se escolhe a via dos combustíveis fósseis sujeitando-se à dependência da disponibilidade, ainda incerta, das tecnologias de captura e armazenamento de carbono (10), além da exposição às flutuações de preço da fonte de energia, típicas das “commodities” intencionais. Ademais, sob pena de aumento da contribuição do Brasil nas emissões globais, o que vai de encontro à política e metas do governo brasileiro de redução destas emissões.

Uma solução que viabilize a penetração em níveis elevados da geração com característica variável e/ou sazonal, como é o caso das FEBS, constitui-se em prover a rede de suprimento com sistemas de armazenamento que possam amortecer as flutuações e/ou sazonalidade. Algumas tecnologias de armazenamento apropriadas para este fim existem, todavia, para aplicações em larga escala, com rendimento e custos competitivos, a de bombeamento desponta como a mais promissora. Funcionalidade semelhante pode ser desempenhada pelas usinas hidráulicas agregadas a reservatórios regularizadores. O uso dos reservatórios das UHE com esta finalidade é um mecanismo que apresenta vantagens sobre os sistemas de armazenamento por bombeamento, pois, a etapa de bombeamento, propriamente dita, é suprimida, elevando o rendimento do processo. Os lagos das UHE, para esta aplicação, operam como reservatórios virtuais podendo acumular energia quando a geração a partir das FEBS estiver em níveis favoráveis e, por outro lado, fornecer energia nos períodos de insuficiência (11). Esta combinação permite mitigar a variabilidade e/ou sazonalidade tornando viável a integração em larga escala das fontes renováveis sem comprometer a segurança e confiabilidade do suprimento (12). Além disso, o custo final de investimento é diluído, pois, neste caso o reservatório opera como elemento regularizador da geração e também como sistema de armazenamento. Outrossim, os impactos ambientais também podem ser considerados minimizados, ao se levar em consideração que o reservatório pode ser utilizado não só com estes objetivos (regularização e armazenamento), mas, também oferecer os serviços de uso múltiplo da água.

5.0 - 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. Ademais, 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 e com segurança e confiabilidade no suprimento da carga (13).

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. 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 energia firme proporcionada pela hidreletricidade possibilita compensar as flutuações e sazonalidades oriundas das FEBS e PCHs. Além disto, a capacidade de regulação dos reservatórios é um fator decisivo no que tange a influência nos montantes de compensação possíveis de serem alocados (14). Considerando o caso brasileiro, há muitas vantagens na opção pela hidreletricidade como fonte de energia para compensar a variabilidade das FEBS e PCHs. Estas vantagens são principalmente de ordem técnica e econômica, mas, também sócio-ambiental. É ainda importante salientar que os termos comparativos devem ser feitos dentre as fontes que possam suprir as deficiências técnicas das FEBS e PCHs e proporcionar segurança e confiabilidade no suprimento da carga.

A manutenção da presença e crescimento das UHE na matriz de energia elétrica, sobretudo agregadas a reservatório 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, e levaria a impactos na tarifa final de energia elétrica, originando 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 CO₂. 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.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) 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.
- (2) IEA. Energy Policies of IEA Countries – Germany 2007 review. OECD/IEA, 2007. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/free_all.asp> Acesso em: 7/2/2011.
- (3) BOYLE, G. (Ed.). Renewable electricity and the grid: the challenge of variability. Londres: Earthscan, 2007. 244 p.
- (4) PIGNATTI, A., A. Impacto na perda técnica com o aumento da cogeração das usinas socioalcooleiras no sistema de transmissão da CPFL Paulista. Trabalho de Conclusão de Curso, USP - Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2007.
- (5) 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.
- (6) 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.
- (7) TOLMASQUIM, M., T. (org.). Fontes renováveis de energia no Brasil. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.
- (8) PNE-2030, Plano Nacional de Energia. Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2007.
- (9) RONDINELLI, F., KURAMOTO, E. Análise comparativa das alternativas energéticas quanto às emissões diretas e indiretas de CO₂. 2008. Relatório. Associação Brasileira de Energia Nuclear. Disponível em: <<http://www.aben.com.br/uploads/energia/alternativas-energeticas.doc>> Acesso em 16/2/2011.
- (10) HOFFMANN, B., S. O ciclo combinado com gaseificação integrada e a captura de CO₂: uma solução para mitigar as emissões em termelétricas a carvão em larga escala no curto prazo? 2010. 143 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- (11) MASON, I., G., 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.
- (12) NAVID, N., CHATTERJEE, D., GRIBIK, P. Challenges and Potential Solutions to Mitigate the Market Impacts of Large Scale Renewable Resource Integration. Power and Energy Society General Meeting, 2010. Minneapolis: IEEE, 2010. p. 1-2.
- (13) TWIDELL, J., WEIR, A. Renewable Energy Resources. New York: Taylor & Francis, 2006.
- (14) 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.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Mauricio Dester graduou-se em Engenharia Elétrica (Unicamp-FEEC, 2001), concluiu o Mestrado em Engenharia Elétrica – Sistemas de Energia Elétrica (Unicamp-FEEC, 2006) e atualmente cursa o Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos - Política Energética (Unicamp-FEM). Trabalha na Eletrobras Furnas na área de Sistemas de Energia Elétrica desde 1983. Lecionou em escolas técnicas na área de Eletrotécnica e Telecomunicações e em nível superior na Faculdade de Engenharia da PUC-Campinas. Seus interesses, no que se refere à pesquisa, relacionam-se às áreas de Sistemas de Energia Elétrica, nas linhas referentes à Operação e Planejamento.