



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GEC 02
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA
ELÉTRICA**

**A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: PASSADO RECENTE, PRESENTE E
TENDÊNCIAS FUTURAS**

Nivalde Castro Júnior (*)

Paulo Cesar Fernandez

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO/FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

RESUMO

O trabalho apresenta uma avaliação crítica, em termos técnicos e econômicos, do processo de alteração do modelo do 'setor elétrico brasileiro' (SEB) a partir de 1.990. Após 2003 se inicia o que se conceitua por "re-estruturação" do SEB. Esta nova fase de desenvolvimento institucional do SEB busca determinar e implementar mudanças substanciais e importantes em relação ao modelo da década dos 90. Por fim é apresentada uma análise a partir do exame dos cenários e perspectivas futuras de médio/longo prazos para o SEB.

PALAVRAS-CHAVE

Setor Elétrico Brasileiro, Modelo institucional, Histórico, Análise Econômica, Perspectivas Futuras

1.0 - INTRODUÇÃO

O objetivo deste trabalho é desenvolver avaliação crítica do processo de alteração do modelo do Setor Elétrico Brasileiro – SEB - a partir de 1990. A partir deste marco iniciou-se a construção de um novo modelo cuja característica central seria a privatização. A "Crise do Apagão" de 2001 demonstrou, de forma clara e inequívoca, que este modelo, de cunho neo-liberal, apresentava fragilidades e inconsistências nos seus fundamentos em relação ao SEB, com especificidades e características únicas no mundo. A partir de 2003 se inicia um processo de 're-estruturação', buscando determinar e implementar mudanças substanciais e importantes em relação ao modelo da década de 90. Nesse sentido, o trabalho está organizado em três partes: a primeira analisa as características e falhas do modelo de privatização pura; a segunda parte formula uma avaliação do processo de re-estruturação, detalhando os problemas que precisaram ser superados e as soluções dadas. Por último, é apresentada uma análise sobre os cenários e perspectivas futuras de médio/longo prazos para o SEB. Ao ver dos autores, reputamos as questões aqui levantadas como de grande utilidade para o processo de entendimento do SEB e para a tomada de decisões empresariais futuras, todavia, ainda requerendo, um maior aprofundamento.

2.0 - HISTÓRICO E FUNDAMENTOS DO MODELO DE PRIVATIZAÇÃO A PARTIR DE 1.990

A proposta do modelo de privatização pura surge a partir de uma nova etapa do movimento de internacionalização do capital, com fundamentação teórica marcadamente neo-liberal. A crise das finanças públicas dos países subdesenvolvidos, que teve como momento extremo a crise da economia mexicana na década de 1980, fragilizou as políticas macroeconômicas nacionais focadas no desenvolvimento econômico, por força da incapacidade de financiamento público dos setores de infra-estrutura. Estes países tiveram que recorrer ao FMI para solucionarem os problemas de desequilíbrio dos seus Balanços de Pagamentos, e, como contrapartida, o FMI, baseado nos preceitos neo-liberais, impôs aos mesmos políticas econômicas de cunho monetarista para re-equilibrar as finanças públicas e de estabilização da moeda como condição para a concessão de empréstimos. Um receituário comum fortemente sugerido para estes países foi a privatização das empresas estatais. Uma onda mundial de privatizações ocorreu, então, nas décadas de 1980 e 1990. O Brasil não fugiu a este movimento e o processo de privatização do SEB tem como marco inicial o PND dos governos Federal e Estaduais, a partir de 1990.

Neste sentido, a origem da proposta de um novo modelo para o SEB não surgiu como uma proposta dos agentes econômicos do setor, vindo de fora do mesmo, e sua motivação central era de 'Política Fiscal'. Este fato irá marcar

(*) Av Pasteur, 250 – Instituto de Economia/UFRJ, URCA – CEP 22290-240, Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 3873-5249 – Fax: (+55 21) 2528-4857 – Email: "Nivalde J. de Castro" <nivalde@yahoo.com>

e penalizar a dinâmica da privatização do SEB: seu objetivo maior era maximizar as receitas dos leilões das empresas privatizadas. Para tanto, os contratos de concessão foram elaborados nesta perspectiva, dando muitos benefícios para as empresas vencedoras. Foram relegados dois fatores estratégicos: a velocidade do processo de construção e consolidação do novo marco teórico e a desestruturação completa do planejamento de médio e longo prazos. A conjugação destes fatores está na base da 'Crise do Apagão', iniciada em abril de 2001, e que marcou o 'início do fim' do modelo de privatização pura.

Construir, então, um modelo em tão curto prazo, e que representava uma ruptura radical com o próprio processo histórico de formação do SEB, iniciado nos anos de 1940, quando o setor público construiu uma trajetória de investimentos com planejamento, não foi uma tarefa trivial. A reformulação se deu em um ambiente externo hostil, com forte instabilidade e que impactava a taxa interna de juros e, conseqüentemente, a própria dinâmica dos leilões. Assim, a tentativa de construção do novo modelo se deu de forma expedita e incompleta, centrando-se quase que exclusivamente no segmento da 'Distribuição'. Este contexto paralisou as decisões de investimentos em novas usinas e linhas de transmissão, na medida em que as empresas estatais estavam proibidas, de realizar os investimentos necessários, em especial porque estas empresas a seguir seriam privatizadas. Os investimentos eram contabilizados como despesas, que diminuía o superávit primário, base da política de estabilidade macroeconômica. Os novos grupos que ingressaram no setor não tinham segurança e interesse em investir na ampliação da capacidade instalada de energia elétrica. A perda dos instrumentos de planejamento corroborou a posição de paralisia dos grupos privados, mais preocupados em reduzir custos e gerar dividendos de curto prazo.

O baixo crescimento da demanda de energia elétrica, derivado das pequenas taxas de crescimento do PIB, permitiu a manutenção do equilíbrio instável, através da depreciação dos estoques de água acumulados nos reservatórios. Até que, no início de 2001, as chuvas ficaram bem abaixo das médias históricas, deflagrando a crise que obrigou uma rígida política de racionamento, e que provocou queda acentuada no crescimento do PIB, estimados inicialmente em torno dos 4%, e uma expressiva mudança na curva de demanda de energia elétrica, cujo nível de consumo só voltaria aos patamares da fase pré-crise vários anos depois. Desta forma, criou-se uma situação de total desequilíbrio estrutural entre a oferta e demanda de energia elétrica, com uma perspectiva de aceleração potencial do aumento das tarifas. Esta tendência de explosão tarifária passou a se contrapor com a prioridade da política macroeconômica que continuaria a ser a estabilidade da moeda.

3.0 - PROCESSO DE RE-ESTRUTURAÇÃO DO SEB INICIADO A PARTIR DE 2003

O governo a partir de 2003 conseguiu em cerca de um ano e meio lançar as bases institucionais e legais de um novo modelo para o SEB que pode ser denominado por 'modelo de parceria estratégica público-privado'. Representou uma forte mudança em relação ao modelo de privatização pura anterior, na medida em que reabilita a participação das empresas estatais nos investimentos dos segmentos de 'Geração' e 'Transmissão' do SEB, sendo uma das primeiras decisões sustar o processo de privatização destas empresas.

Neste sentido, pode-se afirmar que o objetivo central desta re-estruturação do SEB foi recriar um marco regulatório mais estável e com capacidade de viabilizar um desenvolvimento auto-sustentado, levando em conta as peculiaridades e especificidades únicas no mundo do SEB. Para tanto, a prioridade central, subordinada a política macroeconômica do Ministério da Fazenda, foi a 'modicidade tarifária', no lugar da prioridade anterior de geração de altos superávits primários via privatização de empresas públicas. Esta nova 'variável-objetivo' (modicidade) passou a determinar e orientar toda a política setorial do governo na área de energia elétrica.

Desta forma, as empresas estatais voltaram a fazer parte da estratégia de dinamizadoras no SEB. Esta estratégia está assentada em pressupostos teóricos nitidamente distintos dos neo-clássicos, que trabalham com a hipótese de que o mercado e os agentes privados são capazes de criar oferta, mesmo em setores de infra-estrutura com características tão peculiares: investimentos vultosos, longo prazo de maturação e taxa de retorno relativamente baixa. Dessa forma, o retorno da atuação das empresas estatais ao SEB – novamente como agentes pró-ativos e não mais no papel de gerar receitas, via privatização, para alimentar o superávit primário – passa a ter dois grandes objetivos: o primeiro é o de garantir o aumento da capacidade instalada, alavancando mais investimentos no SEB através de parcerias com empresas privadas. O segundo é de competir nos leilões (mesmo que de forma isolada) para acirrar a competição e contribuir para viabilizar a modicidade tarifária.

Um condicionante importante para o processo de reestruturação do SEB foi o cenário econômico internacional e nacional. O cenário externo mostrou-se extremamente favorável para as economias emergentes a partir de 2003, com aumento da demanda por produtos primários, valorizando seus preços, e aumento da liquidez internacional, aumentando a possibilidade da entrada de divisas a custos menores. Ao nível do cenário econômico interno, a manutenção de uma política macroeconômica ortodoxa, centrada na estabilidade da moeda, permitiu um crescimento baixo do PIB, mas estável e com inflação decrescente, com reduções gradativas das taxas de juros e valorização cambial. Como resultado, o SEB teve no entorno macroeconômico interno e externo, possibilidade de se reestruturar sem pressões e desequilíbrios exógenos.

O principal instrumento para conciliar crescimento do setor com modicidade tarifário foi o leilão herdado do modelo anterior, mas agora regressivo (ou holandês). Assim, em relação aos leilões de energia existente e nova, foi realizada uma crucial alteração: o vencedor era aquele que oferecesse menor preço. No modelo anterior, o leilão de energia nova tinha objetivo fiscal – aumento do superávit primário. O governo determinava um preço mínimo para o MWh e as incertezas da oferta futura de energia elétrica levavam os ágios a níveis irreais (2000 %) A partir de 2003 os leilões de novas usinas foram realizados com preço teto para o MWh, garantindo assim, 'ex-ante', a

modicidade tarifária. Outra inovação estratégica para a consolidação do marco regulatório foi a realização do leilão de venda da energia da usina leiloadada. Assim, o empreendedor que ganhasse o leilão da nova unidade produtiva, firmava contrato de venda, por 30 anos, para a futura energia a ser produzida, com indexação ao IPCA (descolando assim o preço da energia em relação ao dólar). Esta alteração permitiu diminuir o risco do investimento, reduzindo o seu custo de capital, pois o contrato de venda da energia servia como garantia.

Os leilões de linhas de transmissão continuaram a ser realizados com uma única alteração – o indexador que antes era o IGP-M, foi substituído pelo IPCA. Esta alteração também foi adotada para ‘descolar’ a tarifa de transmissão do dólar, em movimento igual do leilão de energia nova. A desvalorização cambial, derivada do processo eleitoral de 2002, mostrou o lado negativo desta indexação que foi adotada pelo modelo de privatização pura para atrair grupos estrangeiros para o SEB. A entrada das empresas estatais nos leilões de transmissão provocou dois importantes resultados: modicidade tarifária (deságios de 30% sobre o RAP proposto) e aumento do número de consórcios de empresas nacionais e estatais participantes.

O primeiro leilão de energia velha teve um papel importante para a consolidação do marco regulatório e conquista da modicidade tarifária. O mecanismo do leilão criou, de fato, um monopólio: todas as empresas geradoras só podiam vender para uma ‘empresa virtual’, o ‘pool’ de distribuidoras. Além disto, reflexo da crise de 2001, quando a demanda foi restringida fortemente pelo racionamento, havia excesso de oferta. Como consequência o governo conseguiu fechar contratos a valores bem baixos para o MWh, criando uma base de energia velha barata, que veio a projetar para o futuro um custo médio que reverteu, de forma eficiente, a trajetória ascendente das tarifas do modelo anterior, garantindo o sucesso da variável-objetivo do modelo oriundo da re-estruturação do SEB.

Também a criação da EPE – Empresa de Pesquisa Energética - em meados de 2004, determinou a volta do processo de planejamento do SEB de forma estrutural. Junto com o fim das privatizações e retorno dos investimentos das estatais, são as medidas que moldaram os novos parâmetros do modelo de parceria estratégica público-privado.

Por último, mas não menos importante, as condições de financiamento tornaram-se mais favoráveis: os prazos se alongaram e os custos de capital caíram. Para tanto, a política de financiamento da expansão do setor implementada pelo BNDES foi decisiva. Como principal agente de financiamento de longo prazo do SEB, o BNDES passou a impor condições que levaram à adoção de práticas mais transparentes de gestão corporativa. O Banco criou linhas especiais de crédito, que foram sendo gradativamente customizadas, culminando com um ajuste direcionado para o PAC – Programa de Aceleração do Crescimento, que oferece como um de seus principais pontos uma redução consistente e substancial do custo de capital.

Outro indicador importante do processo de reestruturação do SEB foi o comportamento econômico-financeiro das empresas do setor. Saindo de prejuízos expressivos em 2002 e 2003, já em 2004 voltaram a ter lucros que foram aumentando continuamente e de forma consistente. Os dados preliminares consolidados para 2006 indicam que as empresas do setor ampliaram sua lucratividade, em especial os grupos mais estruturados, ou seja, os que mesmo não atuando de forma verticalizada, pois a regulamentação não permite, possuem negócios nos segmentos de ‘geração’, ‘transmissão’, ‘distribuição’ e ‘comercialização’. Estes grupos apropriam-se de sinergias derivadas do maior conhecimento do mercado na sua área de concessão de distribuição e das oportunidades de negócios, refletindo-se diretamente no seu desempenho econômico-financeiro. Assim, criam-se efetivamente barreiras à entrada de grupos concorrentes no mercado livre, pois o poder da distribuidora do grupo é muito forte pelo seu conhecimento dentro da área de concessão, com reflexos sobre a qualidade do atendimento e da manutenção de seus consumidores industriais, mesmo que migrando para consumidores livres. Este simples exemplo indica uma forte tendência no futuro para um processo de concentração e fortalecimento dos grupos com esta estruturação mais ampla. O aumento da lucratividade também foi favorecido pelo crescimento da demanda de energia elétrica acima do PIB e pelo aumento médio das tarifas bem acima da inflação, que permaneceu controlada em patamares baixos. Desta forma, o faturamento aumentou de forma significativa em termos reais.

Pelo lado dos custos, ocorreu uma forte redução dos custos de financiamento. A melhoria dos fundamentos macroeconômicos, refletindo-se diretamente na queda dos juros, do “risco Brasil”, e numa maior diversificação das fontes de oferta de financiamento, possibilitaram a reestruturação da dívida com juros menores e prazos maiores. Em suma, também em função disso, as empresas do setor mantiveram a trajetória de expansão da lucratividade. Um bom indicador deste desempenho foram as ações das empresas negociadas em bolsa. O Índice IEE teve em 2006 uma valorização de 40,84%, superior ao Ibovespa que valorizou 32,95%. A saúde financeira das empresas também pode ser medida pela melhora dos índices de solvência das mesmas (relação dívida versus receita). No segmento de distribuição, apenas de 2.005 para 2.006, o nível de endividamento reduziu-se em cerca de 15%, tendo havido um alongamento consistente do seu perfil, além dos custos do endividamento estarem caindo, com as empresas trocando dívidas de curto prazo, e mais caras, por dívidas de longo prazo com custo financeiro mais baixo (como emissão de debêntures conversíveis ou não em ações).

Entretanto, um ponto que ainda permanece negativo no processo de reestruturação do SEB diz respeito ao processo de licenciamento ambiental. A falta de uma regulamentação mais clara da legislação vigente tem provocado uma baixa oferta de novos empreendimentos hidroelétricos nos leilões, aumento muito grande dos custos para atendimento dos condicionantes ambientais (que muitas vezes são absurdos) e atrasos nos cronogramas das usinas em construção. A superação adequada dessas questões, de uma forma aceitável por todas as partes que têm uma atuação responsável no setor, será o grande desafio para o futuro do modelo.

De certa forma, a dinâmica do conjunto destes fatores foi apontando para uma consolidação do novo marco regulatório. As incertezas percebidas pelos agentes diminuíram, as empresas apresentam maior lucratividade e, conseqüentemente, condições para investir. O mercado de capitais tem interesse e recursos para aplicar no setor. Também o cenário macroeconômico nacional e internacional é favorável, representando menores custos de capital. As possibilidades de consolidação da tendência de formação de um novo padrão de financiamento também representam mais uma variável estratégica para o desenvolvimento sustentado e equilibrado do setor. A capacidade de atração de investimento direto privado pelo SEB está diretamente relacionada a uma estabilidade regulatória no SEB. Assim, uma regulação forte e estável atua como um vetor de isonomia para evitar distorções no balanço 'ônus X bônus' de cada agente e como um incentivo para investidores. Destaca-se, ainda, o potencial de multiplicação do 'PAC'. O instrumento do modelo para ampliação da capacidade instalada por unidade produtiva – os leilões – tem funcionado com eficiência, garantindo e viabilizando a modicidade tarifária, variável estratégica e independente do modelo de parceria estratégica público-privada.

4.0 - CENÁRIOS E PERSPECTIVAS FUTURAS DE MÉDIO/LONGO PRAZOS PARA O SEB

4.1- PERSPECTIVAS PARA O PONTO DE EQUILÍBRIO “HIDRO-TÉRMICO” DE MÉDIO/LONGO PRAZOS

O Brasil possui 12% das reservas mundiais de água potável, sendo um dos 5 integrantes da 'Opep da água'. O Brasil tem o terceiro potencial hidrelétrico conhecido do mundo, atrás apenas do Canadá e EUA. Este potencial hidrelétrico brasileiro é atualmente estimado em 260GW (GigaWatts) de potência instalada, com potência firme de 120GW médios. O aproveitamento atual do mesmo é inferior a um-terço (hidrelétricas em operação ou construção). Dos cerca de 180GW restantes deste potencial, 70% localizam-se na Amazônia. Estima-se que apenas metade (90GW) do potencial ainda não aproveitado (dos 180GW) tem viabilidade econômico/ambiental.

Não obstante o potencial hidro-energético do país ainda se encontrar, em grande parte, sem aproveitamento para geração de energia elétrica, verifica-se que as dificuldades de viabilização dos novos empreendimentos em termos ambientais têm crescido consideravelmente, como também os custos para atender aos condicionantes associados à concessão das licenças ambientais pelos órgãos fiscalizadores (Ibama, etc). Esta tendência tende a tornar economicamente inviável o aproveitamento de um montante significativo do potencial existente na região Amazônica (principalmente da margem esquerda do rio Amazonas). Cabe aqui ressaltar que, atualmente, já se verifica, nos últimos empreendimentos hidrelétricos de porte que têm sido construídos para integrar o SIN, que os custos para atender aos condicionantes ambientais encontram-se na faixa de 15 a 20% do custo total do empreendimento, o que representa um custo bastante alto para este quesito do ponto de vista da viabilidade econômica.

Além disso, as dificuldades ambientais têm forçado a que os projetos de novas hidrelétricas tenham as usinas operando, cada vez mais, em regime “a fio d’água”, ou seja, sem grandes reservatórios de acumulação d’água. Tal tendência que tem se verificado para a expansão do parque hidrelétrico do SIN aumenta o chamado “risco hidrológico”, tendo em vista que diminui o seu “reservatório equivalente”. Isto torna ainda mais importante e estratégico diversificar as ‘fontes não-hídricas’ para geração de energia elétrica no SIN, para um valor em torno de 30% no médio prazo e de 40% no longo prazo, em relação à potência instalada total de seu parque gerador.

Neste contexto, a energia nuclear desponta como uma das possíveis alternativas de diversificação da matriz energética, Esta alternativa torna-se atrativa particularmente no Nordeste, já que, além de haver atualmente competitividade econômica com outras fontes, nesta região não há mais recursos hidrelétricos significativos a serem explorados, mesmo em termos de PCH. E, além disso, a co-geração através da biomassa também não desponta como uma tendência importante na região Nordeste, em função das condições de solo, clima e disponibilidade de recursos hídricos. Como um subproduto importante da instalação de plantas nucleares no Nordeste, necessariamente situadas no litoral, poderia ser produzido vapor seco, a ser fornecido para processos industriais e petroquímicos, além de permitir a dessalinização da água do mar, permitindo a produção de água potável para o consumo da população e irrigação de plantações. O Brasil domina a tecnologia de todo o ciclo nuclear para reatores pressurizados com água leve (PWR) e urânio enriquecido, incluindo o nevrálgico processo de enriquecimento do urânio natural, mineral que existe em abundância em território brasileiro (6ª reserva conhecida no mundo).

Na região Sul há uma natural vocação do carvão mineral para a geração termelétrica, dadas as reservas deste mineral ali já conhecidas. Neste caso, a solução mais viável em termos técnico, econômico e ambiental é a usina na “boca da mina”. Entretanto, um problema ainda a ser superado neste caso refere-se ao tratamento adequado das emissões de poluentes para a atmosfera.

4.2- PERSPECTIVAS PARA A PARTICIPAÇÃO DE FONTES ALTERNATIVAS

EÓLICA - Na região Nordeste, há também uma tendência importante de aproveitar-se o seu potencial de energia eólica, principalmente dos ventos alíseos do litoral (ventos regulares e com perfil adequado à geração eólica de alta eficiência). O aproveitamento dos ventos alíseos da costa do Nordeste permite obter um fator de carga da ordem de 40% nas plantas ali instaladas, o que é um desempenho excelente, já que o valor usual para o fator de carga de plantas eólicas é da ordem de 20 a 25%. O Nordeste oferece um dos maiores potenciais do mundo em jazidas de ventos, com capacidade estimada de cerca de 100 mil MW de potência instalada. Entretanto, há ainda uma carência de aprofundamento na análise quanto aos efeitos dos parques eólicos no micro-clima das regiões onde poderão ser instalados, bem como os seus impactos no processo migratório de aves pelas Américas. A

depender do resultado destas análises, a mitigação dos impactos poderá redundar em elevação do custo de instalação do MW instalado neste tipo de fonte alternativa.

BIOMASSA - Uma das principais vocações para a diversificação no Brasil das fontes primárias para geração de energia elétrica está na utilização de biomassa para co-geração, sendo o setor sucro-alcooleiro a principal área do agro-negócio no país com vocação voltada para este fim, notadamente no Sudeste, Centro-Oeste e Sul do país.

A partir do plantio da cana-de-açúcar, da energia armazenada nesta planta de que se pode dispor, 1/3 está no caldo (sacarose) obtido do esmagamento e 2/3 estão no bagaço e palha. Daqui a alguns anos a tecnologia que vem sendo pesquisada e desenvolvida para obter-se mais etanol a partir da quebra da cadeia molecular da celulose existente no bagaço e na palha estará também comercialmente disponível, e resultará numa produção, segundo estimativas de especialistas no setor, de mais 50% de álcool em relação à produção atual para a mesma quantidade de cana-de-açúcar colhida. Há de ressaltar-se também que a melhora da tecnologia de co-geração aplicada nesta indústria, com o conseqüente aumento de performance e rendimento (aumento da pressão, melhorias na eficiência termodinâmica, etc) contribui para o crescente potencial de geração de energia elétrica a partir desta fonte primária (queima do bagaço e palha provenientes do esmagamento da safra para produção de açúcar e álcool).

Atualmente no Brasil, a área plantada com cana-de-açúcar para produção de açúcar e álcool atinge cerca de 6,5 milhões de hectares por safra (a título de comparação, a área utilizada no Brasil para produção de grãos atinge cerca de 50 milhões de hectares por safra). Nestes 6,5 milhões de hectares plantados com cana-de-açúcar, há uma produção prevista para a safra 2007/2008 de cerca de 18 bilhões de litros de álcool (hidratado e anidro), afora a produção de açúcar (entre 25 e 30 milhões de toneladas) também proveniente desta área. Estas quantidades de álcool e açúcar mencionadas serão obtidas da colheita de uma safra com cerca de 450 milhões de toneladas de cana. No planejamento da EPE divulgado no PNE 2030 se prevê, no longo prazo, uma perspectiva para que a produção de cana-de-açúcar por safra praticamente triplique em relação à produção atual, o que corresponde a 1,35 bilhão de toneladas em cada safra a partir de 2030. Outras previsões dão conta de que para substituir 10% da gasolina consumida mundialmente em 2020 seriam necessários cerca de 200 bilhões de litros de álcool por ano, ou mais de 10 vezes a produção brasileira atual (18 bilhões de litros). Neste contexto, caberia ao Brasil uma cota internacional de cerca de metade deste montante (produzir 100 bilhões de litros por ano em território nacional). Estas perspectivas de aumento da produção de cana-de-açúcar ensejam um grande potencial de co-geração de energia elétrica a partir da biomassa associada a esta atividade (bagaço e palha, provenientes da colheita e do esmagamento da safra). Tendo em conta estas figuras, em 2030 (pelo cenário EPE), ou até 2020 (pelo cenário da consolidação a nível mundial do etanol como biocombustível), existem previsões que indicam um potencial de geração de 13.000 MW médios a partir da co-geração nas usinas de açúcar e álcool, o que corresponde a mais que toda a energia gerada em Itaipu (até 11.000 MW médios e com 14.000 MW de potência instalada). Esta avaliação parte do pressuposto considerando-se que 1 milhão de toneladas de cana-de-açúcar produzem 10 MW médios em co-geração (queima do bagaço e palha da cana colhida).

Uma grande vantagem da co-geração por biomassa diz respeito às sazonalidades do setor de açúcar e álcool, com pico de produção no inverno e entressafra no verão, que se dão ao contrário das sazonalidades típicas do parque hidrelétrico do Sudeste (pico de produção no verão e escassez no inverno), o que é excelente em termos de agregar sinergia energética e eficiência ao SIN.

Em função das indicações inequívocas quanto ao processo de agravamento do aquecimento global, reafirmadas por mais um relatório emitido em janeiro/2007 pelo IPCC (Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas da ONU), a biomassa terá também, como fonte primária energética, um papel de destaque cada vez maior no quesito "seqüestro de carbono" da atmosfera, ajudando a mitigar/reduzir as conseqüências danosas dos gases de efeito estufa no clima do Planeta, podendo esta ser uma importante fonte extra de obtenção de receitas a partir dos procedimentos definidos no Protocolo de Kyoto (créditos de carbono do MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo).

Imagina-se que o papel que poderá estar reservado a este insumo no futuro não esteja apenas ligado à geração de energia elétrica e para a produção de combustíveis para veículos automotores (ampliando a presença atual neste segmento industrial), mas também na produção de plásticos, a partir do etanol da cana-de-açúcar e da própria celulose desta planta (migração da indústria petroquímica para álcool-química), permitindo vislumbrar uma importante tendência de mudança de cenário na geo-política e economia industrial do planeta nos próximos 50 anos.

Uma outra possibilidade a ser investigada é a geração de energia elétrica a partir do biogás, combustível resultante da decomposição do material orgânico do lixo urbano, o que também apresenta um alto potencial no país. Na região Sul há ainda boas possibilidades para co-geração a partir do aproveitamento de matéria orgânica proveniente dos dejetos da pecuária de corte na região (criação de suínos e frangos), em função do porte muito significativo adquirido por estes empreendimentos na atualidade e suas perspectivas futuras.

PCH - A região Sudeste, devido à sua topografia, apresenta um importante potencial a ser explorado em termos de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH (empreendimentos com até 30 MW de potência instalada). Neste caso, estes empreendimentos não enfrentam as dificuldades de viabilização ambiental acima mencionadas para as usinas hidrelétricas de potência instalada mais elevada. Cabe aqui ressaltar a sinergia também existente entre a

geração pulverizada em PCH e no setor sucro-alcooleiro: da mesma forma como acima mencionado, como o pico da safra de cana-de-açúcar se dá no inverno, que é o período seco da região Sudeste/Centro-Oeste, a co-geração a partir da queima do bagaço de cana complementa com grande vantagem de sinergia e eficiência energética a geração das PCH nesta região.

BENEFÍCOS PROPORCIONADOS AO SIN POR ESTA DIVERSIFICAÇÃO - A tendência do crescimento da participação das PCH e co-geração a partir da biomassa no parque gerador do SIN, além de contribuir de forma importante para a mitigação do risco hidrológico, trás também outros importantes benefícios agregados, como: (a) redução das perdas totais por efeito joule (em “T” e “D”); (b) melhoria do controle da frequência e tensão; (c) aumento da ‘estabilidade eletromecânica’ do SIN, com maior imunidade/resistência deste a oscilações dinâmicas causadas por perturbações (devido ao efeito das inúmeras pequenas fontes de geração, pulverizadas ao longo do SIN, e normalmente situadas próximas aos seus centros de carga importantes). O efeito descrito em (c) é análogo ao dos ‘tentos de um cabo-de-aço’, que é formado por muitos pequenos fios de aço, e que, isoladamente, oferecem pequena capacidade de suportar tração mecânica, mas quando trançados e agrupados de forma conveniente, proporcionam, em conjunto, um formidável efeito de suportar elevadas trações mecânicas. Já no caso de parques eólicos, em função de seu princípio construtivo, as unidades geradoras constituintes dos mesmos são desligadas automaticamente, pelo seu sistema de controle/proteção intrínseco, a partir de qualquer leve oscilação na frequência verificada no sistema elétrico de potência, o que, neste caso, tenderia a uma maior fragilização do desempenho do SIN no que diz respeito à capacidade de resistir a oscilações eletromecânicas.

4.3- POSSIBILIDADES E TENDÊNCIAS DE SOFISTICAÇÃO DA OPERAÇÃO HIDRO-TÉRMICA DO SIN (PROPOSTA DE CRIAÇÃO DE UMA SISTEMÁTICA PARA OBTENÇÃO DE UM LASTRO ESTRATÉGICO DE GERAÇÃO NO SIN)

A evolução e a consolidação institucional do SEB, que se verificou a partir da sua re-estruturação em 2003, abre a perspectiva de se avaliar uma proposta, para o estabelecimento no futuro, de uma sistemática, no âmbito do Planejamento da expansão, para a criação de um “lastro estratégico de geração” no SIN, basicamente a partir de “projetos estruturantes” hidrelétricos.

A oferta da energia elétrica no Brasil, pela sua natureza (essencialidade, não poder ser estocada, por ser um setor econômico muito “capital-intensivo” e com empreendimentos que exigem longo tempo de maturação, da ordem de 10 anos no caso da hidreletricidade), é inerentemente muito pouco elástica nas condições de “ $CME^{(*)} = CMO^{(**)}$ ” (proximidades da capacidade limite de oferta para atendimento à expansão da demanda em condições de modicidade tarifária).

(*) - CME \implies Custo Marginal de Expansão da oferta; (**) - CMO \implies Custo Marginal de Operação da capacidade instalada

Assim, nesta condição limite, é muito provável que ocorram grandes volatilidades e elevações recorrentes de preço, que não podem ser evitadas em mercados com pouca capacidade ociosa de oferta e simultaneamente com esta característica de ‘inelasticidade’. Isto acarreta também aumento da percepção de riscos e instabilidades ao modelo. Esta questão fica ainda mais agravada em um sistema elétrico como o brasileiro, em que a estrutura de geração é majoritariamente hidrelétrica e com crescimento forte da demanda (altos valores da ‘elasticidade-renda’ associados ao crescimento do PIB). A seguir algumas razões são arroladas para sustentar a importância/necessidade de se avaliar o estabelecimento no futuro deste lastro estratégico de geração no SIN:

- Incorporação da variável ‘crescimento da demanda agregada’, que deve se dar no ambiente de planejamento da expansão da oferta, e não mais apenas a partir das estimativas das Distribuidoras, fornecidas para os leilões ‘A-5’ e ‘A-3’, como ocorre atualmente. Assim, é muito importante associar a variável ‘crescimento da demanda agregada’ às incertezas que já são levadas em conta, quanto ao regime hidrológico das bacias hidrográficas, pelo lado da oferta. Ou seja, cobrir eventuais incertezas decorrentes da evolução tanto do crescimento do mercado consumidor (demanda agregada por energia elétrica), como também das incertezas (já consideradas) nas avaliações de planejamento no que concerne à oferta de geração, a partir dos recursos hidrológicos, utilizados como a principal fonte de geração no SIN (mais de 80% do parque gerador instalado no SIN);
- garantir, pelo lado da oferta de energia elétrica, cobrir possíveis reflexos, no aumento da demanda agregada por energia elétrica, oriundos de programas de renda mínima para a população carente (Bolsa-família, LOAS e Salário Mínimo com crescimento real); oriundos do fomento à agricultura familiar e dos programas de produção de bio-combustíveis na renda da população rural; e oriundos de saldos da balança comercial continuados de cerca de 50 bilhões de USD nos próximos anos.

A obtenção mais efetiva deste ‘lastro estratégico de geração’ pode ser alcançada através da gestão (gerenciamento) da “motorização escalonada” de geração em ‘projetos estruturantes’, dentro de um horizonte plurianual. Este processo se daria de forma administrada, conforme as necessidades estabelecidas pela evolução verificada do cotejo da ‘demanda agregada’ do SIN versus a ‘expansão da oferta’. Desse modo, se prestaria a funcionar como um ‘seguro’ contra eventuais déficits neste cotejo, evitando grandes volatilidades de preço no curto prazo, e sinalizando um menor risco regulatório para os agentes. Como exemplo, nas análises probabilísticas realizadas entre oferta e demanda no SIN para os próximos 10 anos, verifica-se uma tendência de redução consistente da perspectiva de valores maiores de risco de déficit e CMO, observada a partir da motorização das UGs previstas no projeto estruturante do rio Madeira, mesmo considerando diversas hipóteses de restrições na expansão da oferta de geração do SIN, para dois cenários de mercado (referência e alto).

Cabe aqui ressaltar que ‘projetos estruturantes’ do SEB têm que ser necessariamente hidrelétricos, pela simples razão de que, após entrarem em operação, serão capazes de produzir energia por duzentos anos ou mais, com combustível grátis (água), caso a gestão sócio-ambiental da bacia hidrográfica onde sejam instalados seja adequada. Neste caso, é claro que, a cada 40 anos, mais ou menos, haverá a necessidade de implementar modernização/substituição de equipamentos eletromecânicos, o que custa menos de 10% do que uma hidrelétrica nova equivalente. Ademais, há que se ressaltar também o aspecto de produção de ‘energia limpa’ associado a hidrelétricas. Como exemplo, a produção de energia da usina binacional de Itaipu, considerada como um projeto estruturante das décadas de 70 e 80, representa o equivalente à queima diária média de 50 milhões de m³ de gás natural (duas vezes a capacidade do gasoduto Brasil-Bolívia).

Em termos da viabilização econômica para esta política de constituição de um “lastro estratégico de geração do SIN”, uma possível proposta a ser estudada seria estabelecer um procedimento de criação de um mercado de opções, com negociação em bolsa (CCEE), nos moldes ‘BM&F’, com lotes-padrão da energia (por exemplo, “um” MWmédio) associados aos projetos de UHE a serem leiloados como ‘lastro estratégico’. Estas opções existiriam tanto em termos de ‘mercado primário’ (lançamento de novas ofertas de opções) quanto de ‘mercado secundário’ (negociação direta entre agentes vendedores e compradores de lotes-padrão já existentes no mercado). A negociação destes lotes-padrão neste mercado de opções (mercado futuro) poderia se dar na formatação mensal, à semelhança dos principais mercados de commodities a nível mundial, como, por exemplo, os mercados futuros de petróleo nos EUA e Inglaterra (nestes exemplos o lote-padrão é o barril de petróleo). Há ainda a possibilidade de agregar valor a estes lotes-padrão de energia do lastro estratégico de geração do SIN com créditos de carbono do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo), definido no Protocolo de Kyoto.

4.4- BENEFÍCIOS ESPERADOS DECORRENTES DAS PERSPECTIVAS DE EXPANSÃO DO GRID DE TRANSMISSÃO DO SIN

Uma evolução que seria altamente desejável para a expansão das fronteiras do SIN, tendo em vista uma série de vantagens daí decorrentes, no que diz respeito a um maior aproveitamento das diversidades muito pronunciadas nos regimes hidrológicos das diversas regiões geo-elétricas deste SIN expandido, seria a consolidação da “marcha para o oeste e o norte”. Esta expansão do SIN ampliaria os limites da sua Rede Básica para atender, por um lado, os estados de Rondônia-Acre (expansão já licitada e prevista para entrar em operação em 2009), e, por outro lado, para atender os sistemas isolados das capitais do Amazonas, Roraima e Amapá, através da construção de um sistema de transmissão em 500 kV e com cerca de 1.800 km de extensão a partir da UHE Tucuruí, cruzando o rio Amazonas para a sua “calha norte” (a ser licitada em 2007 e previsto para entrar em operação em 2011/12, com previsão de demandar investimentos de R\$ 3,5 bilhões). Há de se ressaltar também, dentro deste escopo de expansão do SIN, o sistema de transmissão associado à integração das usinas de Santo Antônio e Jirau a serem construídas no rio Madeira (custo total aproximado destes empreendimentos de geração de 20 bilhões de Reais e mais cerca de 10 bilhões de Reais para o referido sistema de integração, considerando subestações terminais, linhas de transmissão e adequações/reforços no sistema interligado da região Sudeste).

Estas expansões previstas para o ‘grid’ de transmissão do SIN praticamente eliminarão por completo o encargo da CCC, já que permitirão atender estas localidades atualmente isoladas na região norte através da geração do parque hidro-térmico do SIN, já que hoje são supridas por sistemas isolados com geração termelétrica a diesel e óleo combustível. Além disso, serão integradas ao parque de geração do SIN algumas usinas hidrelétricas de porte, existentes nos sistemas isolados da região norte, como a UHE Samuel (RO) e a UHE Balbina (AM). Essa expansão do SIN permitirá também integrar ao mesmo o parque termelétrico desses sistemas isolados, e que vem sendo paulatinamente convertido para o uso de GN, principalmente na região de Manaus e Porto Velho, haja vista a disponibilização para este fim da produção da província de Urucu, com a construção dos gasodutos na rota Urucu-Coari-Manaus-Porto Velho.

Assim, esta expansão do SIN, com a marcha para o oeste e norte, representará um ganho muito importante no sentido de se buscar um maior amadurecimento do SEB em futuro próximo. Uma medida disto pode se dar através do fator determinado pela relação ‘CCC/TUST’, ou seja, entre os encargos da conta agregada de ‘consumo de combustíveis fósseis’ nos sistemas isolados vis-a-vis a tarifa agregada de transporte com o uso da Rede Básica do SIN. Assim, este fator, que mede o ‘grau de amadurecimento’ e a eficiência do SIN, caminhará praticamente para seu valor teórico mínimo (zero). Portanto, quanto mais próximo de zero este índice (amadurecimento pleno), mais próximo também estará o SEB da condição de ser operado apenas pelo “mérito econômico”, ou seja, buscando a minimização plena dos custos marginais de operação no despacho de geração. Também neste sentido, é possível constatar-se que ao se aproximar mais e mais da condição de amadurecimento pleno do SEB, menor será a taxa de crescimento anual da TUST, que tenderá a zero no limite deste raciocínio.

A partir deste estágio de evolução do SIN, haverá totais condições de viabilidade, tanto técnica quanto econômica, para se avançar fortemente na idéia da integração energética da “Comunidade Sul-Americana das Nações”, a partir da construção de um “anel” de transmissão de porte significativo entre Brasil-Venezuela-Colômbia-Peru-Ecuador-Bolívia, conectando estes países ao SIN por Roraima e Rondônia, o que agregará ainda mais sinergia ao aproveitamento das diversidades hidrológicas existentes no SIN e nas bacias do Caroni-Orinoco na Venezuela e Mamoré-Guajará Mirim-Bene na Bolívia.

4.5- O DESAFIO ENERGÉTICO DO SÉCULO XXI -

O desafio energético do século em curso é migrar das chamadas Sociedades de 1º nível (energicamente mais primitivas) para as Sociedades de 2º nível (mais evoluídas em termos energéticos), conforme designação estabelecida pelo astro-físico Carl Sagan. As sociedades de 1º nível, como tem se verificado no processo histórico de desenvolvimento a partir da 1ª revolução industrial, se utilizam basicamente dos combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e GN), onde encontra-se retido um enorme estoque de 'carbono geológico' (oriundo da fossilização de matéria orgânica no sub-solo há milhões de anos). Com a utilização destes combustíveis fósseis, o processo de desenvolvimento contribui decisivamente com o grosso da emissão de gases de efeito estufa em escala planetária a partir de sua utilização, agravando mais e mais o aquecimento global, e trazendo neste rastro os efeitos indesejáveis deste processo. Já as sociedades de 2º nível são aquelas caracterizadas por migrarem suas matrizes energéticas de combustíveis fósseis para fontes primárias que utilizam energia obtida das 'estrelas' (no nosso caso, do Sol – a estrela mais próxima da Terra e responsável pela existência da vida neste planeta). Assim, a 'energia primária' obtida da ação do Sol sobre a Terra permite a tão necessária e desejada auto-sustentabilidade do processo de desenvolvimento, pois não há emissão de gases de efeito estufa (ou uma emissão muito baixa, comparada ao uso de combustíveis fósseis). Esta energia primária vinculada aos efeitos do Sol sobre a Terra encontra-se nos combustíveis obtidos da biomassa, da energia eólica, da energia fotovoltaica e, também, do potencial hidráulico existente nos cursos d'água e bacias hidrográficas, evitando-se assim a continuidade do processo de agravamento do aquecimento global.

5.0 - CONCLUSÕES

5.1- o modelo neo-liberal implantado na década de 90 apresentava graves fragilidades e inconsistências nos seus fundamentos, quando aplicado a um Sistema Elétrico de Potência como o brasileiro, tendo em vista o objetivo de garantir um desenvolvimento equilibrado e sustentado no longo prazo deste setor elétrico.

5.2- A re-estruturação do SEB, ocorrida a partir de janeiro de 2003, cria novas bases jurídicas e institucionais que definem novos parâmetros para a gestão e o desenvolvimento sustentável no longo prazo do SEB, sendo a modicidade tarifária seu principal pilar.

5.3- A expansão do SIN e a diversificação de fontes primárias de "G" tem efeito diretamente proporcional tanto na mitigação do risco hidrológico, na melhoria do desempenho elétrico, quanto para o desenvolvimento sustentado e equilibrado do SEB.

5.4- A "auto-sustentabilidade" energética do processo de desenvolvimento das sociedades humanas para o futuro, a partir da utilização de insumos energéticos como fonte primária, relaciona-se diretamente com a capacidade de baixa emissão de gases de efeito estufa, evitando-se assim a continuidade do processo de agravamento do aquecimento global como tem ocorrido até então.

6.0 - 6- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] – CASTRO, Nivalde J & BUENO, Daniel. *Leilões de Linhas de Transmissão e o Modelo de Parceria Estratégica Pública - Privada*. São Paulo, Revista GTD, nº 15, agosto de 2006.

[2] – *Expansão Fronteira Elétrica*, Revista Brasil Energia 11-2006 (artigo Nivalde/Paulo Cesar Fernandez sobre expansão do SIN)

[3] - CASTRO, Nivalde J. *O Destramento Ambiental do Setor Elétrico Brasileiro*. IFE- Informe Eletrônico. Rio de Janeiro, nº 1.959, 14 de janeiro de 2007.

[4] - CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, R; ROSENAL, R; CAVALIERI, Rita. *O PAC e seus efeitos no Setor Elétrico Brasileiro*. Boletim de Energia em Foco. Rio de Janeiro, V. 1 nº 2, p. 7-16, janeiro de 2007.

[5] - BORGES, L F Xavier; CASTRO, Nivalde J. *A Convergência de um novo padrão de financiamento para o setor elétrico brasileiro*. Seminário Internacional de Regulação e Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro, 30 -31 de agosto de 2006.

[6] - CASTRO, Nivalde José de; BUENO, Daniel; CAVALIERI, Rita. *Reestruturação e padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: O papel estratégico do investimento público*. Reunião de Planejamento e Orçamento - REPLAN. Eletrobrás. Porto Alegre, 27-29 de setembro de 2006.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Nivalde de Castro Júnior

Nascido no 19 de maio de 1949

Graduação (1974) em Economia pela UFRJ - Rio de Janeiro; Mestrado (1984) pela UFRJ; Doutorado (1996) pela UFRJ

Professor Adjunto do Instituto de Economia da UFRJ

Coordenador do GESEL- Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da UFRJ (IE/UFRJ).

Paulo Cesar Fernandez

Nascido no Rio de Janeiro, RJ, em 09 de agosto de 1958.

Graduação (1981) em Engenharia Elétrica (ênfase em Sistemas Elétricos de Potência), pela Escola de Engenharia da UFRJ (Rio de Janeiro-RJ); Mestrado em Engenharia Elétrica (1995), pela Universidade Federal de Engenharia de Itajubá-EFEI (Itajubá - MG), atual UNIFEI; Pós-graduação (2004) em Economia, Políticas Públicas e de Governo pela EPPG/IUPERJ da UCAM (Rio de Janeiro-RJ), com dissertação em nível de Mestrado em andamento.

Empresa: trabalha em FURNAS Centrais Elétricas desde 1979.