

ENERGIA

AUTOR: Eng. Osório de Brito

DATA: 13 de março de 2006

CONTEÚDO:

- 1 – Introdução**
- 2- Principais características e projetos**
 - 2.1 – Eletricidade**
 - 2.2 - Gas natural**
 - 2.3 – Petróleo**
 - 2.4 – O álcool auto-motivo e a biomassa da cana**
 - 2.5 – Outras fontes**
- 3- Quadro institucional**
- 4- Oportunidades e dificuldades do setor**
- 5- Conservação e eficiência**
- 6- Sugestões e conclusões**

1. INTRODUÇÃO

Dentre as atividades estratégicas de qualquer país, indubitavelmente, releva-se a energia; esta afirmação, obviamente, aplica-se ao Brasil que, por benevolência da natureza, possui as suas principais fontes no interior de seu território. Com efeito, a eletricidade baseou-se em aproveitamentos hidrelétricos, a sua maioria próximos dos principais centros de consumo; a extração do petróleo, em processo ascendente desde a década de 70, em 2006 atingirá a auto-suficiência, ao atender a demanda doméstica.

Por sua vez, a recente introdução do gás natural na matriz energética, que, inicialmente, acompanhava a produção de petróleo nos principais campos de exploração, e era insuficiente para atender as necessidades brasileiras, exigindo, conseqüentemente, a sua importação, agora, com a descoberta dos campos da Bacia de Santos, igualmente próximo dos principais centros de consumo, tenderá a reduzir significativamente a dependência externa, até extingui-la.

O emprego da energia exige a preservação dos investimentos em sua geração, fato que evidencia a necessidade da busca de soluções politicamente corretas que sedimentem o seu uso; esta afirmação, sem dúvida, releva a importância da procura incessante de eficiência, que evite desperdícios e, conseqüentemente, prolongue as suas vidas úteis, que minimize a necessidade de novos investimentos e que incentive a busca de meios alternativos, como a biomassa, e a maximização da auto-produção e da racionalização de seu emprego. Geram-se, assim, condições para inibir as soluções pouco eficientes e para incentivar as soluções produtoras de excedentes; importará, pois, dilatar o aproveitamento dos investimentos já concretizados.

Constata-se, no país, que a energia vem se apresentando segmentada em três “mundos” distintos, cada um voltado para si próprio; desconsideram-se, assim, as possíveis interferências entre eles, todos calcados em variáveis, preços e pressupostos limitados a cada “mundo” de per si. Assim, tem-se:

- o “mundo” da eletricidade, função de suas fontes hídricas ou térmicas, responsável, basicamente, pela movimentação mecânica das máquinas, pela iluminação e pela geração do frio ambiental ou industrial;
- o “mundo” do calor, função, basicamente, dos derivados de petróleo, notadamente o óleo combustível;
- o “mundo” dos transportes, função, também, dos derivados de petróleo e, mais recentemente, do álcool auto-motivo.

O aparecimento do gás natural iniciou um processo de ruptura entre estes “mundos”; observe-se que, como o gás pode ser distribuído, a exemplo da energia elétrica, e dele se pode extrair a eletricidade e, também, pode ser utilizado em transportes, irrompeu uma competição entre os energéticos, antes inexistente. Os anteriores ambientes praticamente monopolistas passaram a sofrer abalos ainda não totalmente absorvidos pelos respectivos “mundos”.

Contudo, a antiga visão segmentada ainda persiste embora razões que serão analisadas neste texto estão a mostrar que a energia é, de fato, um vetor único cuja utilização necessita voltar-se para um uso racionalizado, com sinalizações econômicas corretas que permitam, ao seu usuário, encontrar as soluções mais adequadas e eliminem, por exemplo, as distorções ainda presentes originadas por esta visão.

Com efeito, o Setor Elétrico, culturalmente falando, continua resistente à co-geração de energia, forma de geração distribuída (geração localizada próxima à carga) extremamente eficiente, e encara o gás como fonte de grandes termelétricas, como o foi no Programa Emergencial de Termelétricas, programa frustrado ocorrido no Governo anterior; no “mundo” dos transportes, o uso do GNV (Gás Natural Veicular) apresenta uma eficiência da ordem de apenas 13 %, nos carros adaptados, contra uma taxa de eficiência de 85 a 90 % nas aplicações de gás natural em co-geração. Sem uma política própria para o uso do gás e, principalmente, sem uma política energética que encare a energia como tal, prevêm-se constrangimentos para a busca de meios que evitem desperdícios e maximizem os benefícios dos investimentos já efetivados no país.

Ademais, em função das pressões motivadas pelo aumento do “efeito estufa”, vem surgindo internacionalmente o carro elétrico, como uma alternativa comercialmente válida, segundo duas versões, a saber:

- o VEH (Veículo Elétrico Híbrido), na verdade, sinteticamente falando, um co-gerador sobre rodas, capaz de, quando estacionado, gerar eletricidade substituída daquela distribuída pela rede pública;
- o veículo totalmente elétrico, a bateria, para o transporte urbano seja de pessoas, seja de pequenas cargas.

Como se pode ver, já não se pode falar, como se falava, de “mundos” isolados entre si, sem interferências entre eles. A título introdutório, conseqüentemente, importa evidenciar esta transição que se revelará, se já não se revelou, nos anos que se seguem.

2. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS E PROJETOS

2.1 Eletricidade

O Setor Elétrico foi, certamente, aquele segmento que mais sofreu modificações estruturais. Com efeito, desde seus primórdios até as décadas de 80 e 90, era um Setor monopolístico, verticalizado e operado de forma condominial, com preços e regulações centralmente estabelecidos da mesma forma que sua operação e seu planejamento. Sistema essencialmente hídrico, era administrado pelo DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) e regulado pelo Código de Águas, promulgado na década de 40.

Em termos de conhecimento do mercado de uso da energia elétrica, as distribuidoras repassavam as suas previsões para um órgão de planejamento centralizado e, assim, jogavam o risco correspondente para este planejamento: o sistema, de fato, era administrado pelo lado da oferta e não, necessariamente, pelo lado da demanda. Neste contexto, três fatos relevavam-se:

- o conhecimento mais profundo do mercado de cada distribuidora era desnecessário pois elas não eram oneradas pelos respectivos erros: a oferta, devidamente projetada pelo planejamento centralizado e mandatário, assumia estes eventuais erros; ademais, a prodigalidade dos aproveitamentos energéticos de natureza hídrica, todos próximos dos principais centros de consumo, permitiam não só os absorverem como, também, geravam economias de escala que, de fato, auto-sustentaram este contexto por longo tempo;
- a auto-produção de energia elétrica não era bem-vinda na medida em que não era reconhecida pelo planejamento centralizado e nem era objeto dos estudos de mercado das distribuidoras: geravam, de fato, perdas de economicidade num sistema que se regulava pela oferta centralizada;
- a busca da eficiência energética não se constituía como uma política necessária pois havia folgas na oferta, folgas estas que permitiam, de certa forma, a ocorrência de perdas no uso da energia elétrica; ademais, os diversos sistemas de chuvas existente no Sistema Interligado, em um território vasto como o é o brasileiro, tendiam a regular o preenchimento dos reservatórios cujos respectivos cálculos admitiam absorver períodos de estiagem estatisticamente considerados nos seus projetos;
- a estrutura tarifária vigente era a tarifação pelo custo, isto é, cabia ao órgão regulador, na época o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), analisar a estrutura de custos apresentada pelas empresas e, a partir dos valores respectivos, fixar a tarifa, o que significa dizer que se repassavam as despesas para o consumidor segundo critérios pré-estabelecidos: não havia, pois, estímulos para melhorias de produtividade fato que só a competição e uma economia de mercado podem gerar.

Tal contexto desapareceu, provocando profundas transformações no “mundo” da eletricidade. Com efeito, no decorrer das décadas de 80 e de 90, quebrou-se o monopólio, isto é, introduziu-se a competição no segmento da geração; obrigaram-se os proprietários das malhas de transmissão e de distribuição a aceitarem novos entrantes; criaram-se os “consumidores livres”, aqueles possuidores do livre arbítrio para escolherem o seu supridor de energia elétrica, independentemente da sua concessionária; e, por fim, criaram-se os comercializadores, aqueles detentores da capacidade de venderem energia para os consumidores livres, gerando, conseqüentemente, uma competição na venda da eletricidade. Posteriormente, um novo marco regulatório (Lei 10.484/04 e Decreto 5.163/04) estabeleceu os leilões através dos quais as distribuidoras apresentavam-se para adquirir a sua oferta de energia elétrica; criou a figura da geração distribuída ou geração descentralizada a fim de permitir, aos consumidores capazes de auto-produção, nela investirem e, caso possível, gerarem excedentes para venda a terceiros ou às próprias distribuidoras.

Conseqüentemente, enquanto, antes, o risco dos erros de previsão de mercado consumidor não onerava as distribuidoras, agora, nesta nova estruturação, todo este risco deve ser suportado pelas mesmas; enquanto antes a auto-produção era inibida, agora não o é mais e as distribuidoras serão obrigadas a reconhecê-la como forma de evitar compras em demasia de energia elétrica nos leilões; o excesso de oferta sem meios de utilização, ao final de um período que a legislação fixou em cinco anos (de fato o período esperado para a

construção de hidrelétricas), passa a ser um risco da mesma forma que a falta de aquisição as obrigará a adquirir esta falta no chamado “mercado spot”, ao preço que se oferecerá a cada momento.

Importa, pois, evidenciar que:

- as distribuidoras tornaram-se administradoras exclusivas de sua rede, em outras palavras, gerenciadoras de seus fios; elas tenderão a buscar soluções minimizadoras de seus custos de obtenção de sua oferta e, ao mesmo tempo, aumentar a sua margem de lucro, qual seja a diferença entre o preço de energia por ela vendida e o correspondente à compra de seu suprimento;
- as geradoras disputarão seus preços em leilões onde estarão presentes todas as distribuidoras.

Por sua vez, outros fatores influenciarão o desenvolvimento do Setor Elétrico, a saber:

- esgotaram-se os aproveitamentos de porte próximos dos centros de consumo, deslocando-os para a longínqua Amazônia, como os do Rio Madeira, em Rondônia, de Belo Monte e de Dardanelos; reduz-se, pois, a quantidade de novas usinas nas Regiões Sul e Sudeste e, certamente, no Nordeste que, por razões intrínsecas, já não é uma região propícia à existência de rios próprios para a geração hidrelétrica;
- o sistema brasileiro caminha para uma estrutura hidro-térmica, fruto da necessidade da construção de usinas termelétricas de porte que trabalhem na “base” do Sistema, que, concomitantemente, minimizem o risco de longas estiagens e que venham a “ancorar” de modo mais eficiente o sistema como um todo; ademais, convém evidenciar que, por decisão conjunta dos organismos responsáveis pelo Setor Elétrico, o tempo de sustentação dos reservatórios em relação aos períodos de estiagem reduziu-se consideravelmente, para cerca de 2,5 meses, ao contrário dos 4 meses anteriormente considerados;
- há uma clara tendência altista nos custos da transmissão não só em face do correspondente aumento de sua complexidade mas, também, em função das distâncias entre os principais centros de consumo e os locais dos novos aproveitamentos; observe-se que, com o aumento da complexidade, cresce o risco de ocorrência de blecautes de grandes proporções, como já o demonstraram aqueles ocorridos no próprio Brasil mas, também, na Costa leste norte-americana e na Europa (Itália, parte da Suíça, Escandinávia e Grécia, em anos recentes);
- a introdução da energia termelétrica a gás ou a derivados de petróleo na base do sistema estimulará o aumento do custo da energia gerada não só pelo mais elevado custo do energético utilizado como, também, pelas incertezas e pela tendência altista dos custos internacionais destes combustíveis;
- a evolução da legislação ambiental vem dificultando a obtenção de licenças para a construção de novas hidrelétricas antes não afetadas pelos rigores desta legislação; este fato age, conseqüentemente, no sentido do crescimento da geração térmica.

No bojo destas alterações substanciais, surge como solução a geração distribuída, antes ignorada como alternativa; geram-se, pois, motivações para a co-geração, em face da expansão da rede de gás canalizado nos principais centros urbanos brasileiros e do aproveitamento econômico da biomassa, principalmente da cana de açúcar.

Óbvio está, como se verá em paginas seguintes, que ainda há barreiras para que estes fatos venham a ocorrer como um dado natural de mercado, tal como já se observa no mundo inteiro, onde a geração descentralizada vem ganhando forma e robustez, principalmente depois dos efeitos gerados pelos blecautes de grandes proporções verificados; esta geração ancora o sistema local, tende a evitar apagões localizados, principalmente em regiões dotadas de redes aéreas, além de freiar e minimizar a tendência altista dos custos de transmissão e da própria eletricidade; por fim, melhora a qualidade da energia distribuída, seja em continuidade de suprimento, seja em controle de frequência, seja em geração de harmônicos.

Vale explicar que freia e minimiza a tendência altista dos custos de transmissão porque não a utiliza na medida em que se localiza próxima à carga; e produz o mesmo efeito no custo da eletricidade porque traz, para próximo da carga, as reservas de geração as quais, em um sistema centralizado, se efetivam longinquamente, junto às fontes geradoras.

Observe-se, ademais, que os investimentos em geração distribuída não são necessariamente realizados pelas distribuidoras e, sim, pelos industriais ou por consumidores comerciais que pretendem utilizá-la, como já vem ocorrendo; de fato, o incentivo, para os empresários, gera-se de três fatores básicos, altamente importantes para eles: a redução do custo da energia (e o conseqüente aumento da sua produtividade), a certeza da continuidade de suprimento (o custo da ausência de eletricidade é incomensurável e a complexidade das redes de transmissão evidencia este risco) e a melhoria da qualidade da energia oferecida (principalmente para a industria cada vez mais dependente de automação e mesmo de robotização).

Cabe, entretanto, afirmar que a geração distribuída só se torna rentável, principalmente a co-geração, quando há concomitância do uso de duas energias, a térmica e a elétrica, e de outros usos, como o ar comprimido, ou, ainda, nos casos onde há aproveitamentos de pequenas hidrelétricas ou de fontes combustíveis próximas da carga.

Embora, como já se vem observando no mundo, as distribuidoras, em função de um conhecimento aprofundado de seu mercado, possam vir a se utilizar da geração descentralizada como alternativa de minimização de seus custos de investimento, o fato de que estas iniciativas freqüentemente poderão correr por conta de consumidores, mesmo a revelia das concessionárias, alarga o espectro de esforços e recursos financeiros que podem ser usados na constituição da base do sistema centralizado. Na prática, a evolução deste processo descentralizador passa a obrigar as distribuidoras a um conhecimento muito mais aprofundado de seu mercado pois a geração distribuída pode gerar ociosidade em suas linhas e só este conhecimento permitirá reduzir estes impactos, transformando-os, de ameaças, em novos negócios.

Neste novo contexto, cabe relatar os principais projetos em andamento ou em previsão firme. Os resultados do último leilão, ocorrido em 16 de dezembro de 2005, mostrou os dados presentes nas Tabelas a seguir, mostrando a predominância de hidrelétricas de menor porte (abaixo de 140 MW, a menos de Simplício, a maior ofertada, esta com 333,7 MW), se comparadas àquelas hoje já em operação, as chamadas “botox” (isto é, complementação de hidrelétricas em operação pela modernização ou adição de novas turbinas) e a presença de centrais termelétricas em relativa quantidade. Importa alertar que a termelétricidade a gás e/ou a derivados de petróleo oferece a sua disponibilidade, sem considerar o combustível o qual elevará os respectivos custos em função dos tempos de utilização.

APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS

UHE/Proprietário	Valor de venda (R\$/ MWh)	Sub-mercado a atender	Ano de entrada em operação
Foz do Rio Claro (ALUSA)	108,20	Sudeste e Centro oeste	2010
São José (ALUSA)	115,80	Sul	2010
Baguari (BAGUARI)	115,10	Sudeste e Centro oeste	2010
Queimado (CEB)	115,98	Sudeste e Centro oeste	2008
14 de Julho (CERAN)	129,67	Sul	2010
Castro Alves (CERAN)	129,44	Sul	2010
Monte Claro (CERAN)	129,41	Sul	2010
Porto Primavera (CESP)	116,00	Sudeste e Centro oeste	2010
Passo São João (ELETROSUL)	112,55	Sul	2010
Porto Góes (EMAE)	116,00 / 116,00 / 115,99	Sudeste e Centro oeste	2008, 2009 e 2010
Lajeado III (ENERGEST)	114,98 / 115,98	Sudeste e Centro oeste	2008 e 2009
Paulistas (FURNAS)	114,37	Sudeste e Centro oeste	2010
Simplício (FURNAS)	115,38	Sudeste e Centro oeste	2010
Manso (FURNAS)	97,89 / 112,89	Sudeste e Centro oeste	2008 e 2010
Retiro Baixo (ORTENG)	114,86	Sudeste e Centro oeste	2009
Goiandira (PERFORMANCE)	99,95	Sudeste e Centro oeste	2010
Nova Aurora	99,95	Sudeste e Centro	2010

(PERFORMANCE)		oeste	
Lajeado I (PTA LAJEADO)	110,00	Sudeste e Centro oeste	2008
Lajeado II (REDE LAJEADO)	108,00	Sudeste e Centro oeste	2009
Machadinho (SUEZ)	114,00	Sul	2010
Ita (SUEZ)	115,90	Sul	2010

APROVEITAMENTOS TERMELÉTRICOS

UTE/Proprietário	Valor de venda (R\$/ MWh)	Sub-mercado a atender	Ano de entrada em operação
Xavante Aruanã (ARUANÃ ENERGIA)	(1)	Sudeste e Centro oeste	2008 e 2009
Goiania II (BR BENCO)	45,09	Sudeste e Centro oeste	2009
Candiota III (carvão) (CGTEE)	129,49	Sul	2010
Costa Pinto (biomassa) (COSAN BIOENERGIA)	161,80	Sudeste e Centro oeste	2009
Rafard (biomassa) (COSAN BIOENERGIA)	161,00	Sudeste e Centro oeste	2009
Jacuí (carvão) (ELEJA)	130,00	Sul	2009
Daia (ENGEBRA)	(1)	Sudeste e Centro oeste	2008
Várias (Altos, Aracati, Baturité, Campo Maior, Caucaia, Crato, Iguatu, Jaguarari, Juazeiro do Norte, Marambaia, Nazária e Pecem) (ENGUIA GEN BA)	39,96 (Valor médio)	Nordeste	2008
Cubatão (PETROBRAS)	69,14	Sudeste e Centro oeste	2010
Eletrobolt (PETROBRAS)	52,94	Sudeste e Centro oeste	2009
Termoeará (PETROBRAS)	44,62	Nordeste	2009
Termorio (PETROBRAS)	64,80	Sudeste e Centro oeste	2008 e 2010
Três Lagoas	51,18	Sudeste e Centro	2009

(expansão) (PETROBRAS)		oeste	
Cocal (PIE-RP TERMELÉTRICA)	46,33 / 61,01	Sudeste e Centro oeste	2008 e 2009
PIE-RP (PIE-RP TERMELÉTRICA)	46,74 / 56,50	Sudeste e Centro oeste	2008 e 2009
Interlagos (INTERLAGOS) (biomassa)	125,24 / 135,24	Sudeste e Centro oeste	2008 e 2009
Quirinópolis (biomassa) (QUIRINÓPOLIS)	127,18	Sudeste e Centro oeste	2008
Lasa (biomassa) (UTE JB)	123,01	Sudeste e Centro oeste	2009

(1) Não informado

Os preços médios obtidos neste leilão indicaram:

- R\$ 106,95 / MWh (2008), R\$ 113,89 / MWh (2009) e R\$ 114,83 / MWh (2010), para a hidreletricidade;
- R\$ 132,26 / MWh (2008), R\$ 129,24 / MWh (2009) e R\$ 121,81 / MWh (2010), para a termelétrica;
- Contrataram-se 3.286 MW médios dos 5.434 MW médios oferecidos.

Importa frizar que duas hidrelétricas não participaram pois não cumpriram as exigências ambientais: Dardanelos (Mato Grosso) e Mauá (Paraná).

Segundo a ANEEL, os números das Tabelas a seguir mostram a situação dos empreendimentos em operação, em construção e outorgados (aqueles previstos mas ainda pendentes do início de suas construções). Este órgão prevê uma adição de 27.960 MW na capacidade de geração do país, proveniente das 587 novas usinas (512 outorgadas e 75 em construção). Observe-se a confirmação de observações anteriores na medida em que se verifica:

- a redução da participação da hidreletricidade (na expansão do sistema esta participação cai para 29,2 %) e a ocorrência de um significativo aumento da participação seja de termelétricas (na expansão alcança 36,8 %), seja de soluções mais custosas, como as eólicas (na expansão sobe para 19,8 %);
- o aumento da participação de usinas de menor porte, como as PCHs (cuja participação, na expansão do sistema, sobe para 14,2 %).

EMPREENHIMENTOS EM OPERAÇÃO

Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
UHE (Usina hidrelétrica)	337	69.963	75,0
PCH (Pequena Central hidrelétrica)	260	1.344	1,4
UTE (Usina Termelétrica)	877	20.135	21,5
UTN (Usina Termo-Nuclear)	2	2.007	2,1
SOL (Solar)	1	(1)	0,0
EOL (Eólica)	10	29	0,0
Total	1.487	93.478	100,0

(1) 20 kW

EMPREENHIMENTOS EM CONSTRUÇÃO OU OUTORGADOS (não iniciada a sua construção)

Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
UHE	92	8.158	29,2
PCH	253	3.977	14,2
UTE	113	10.293	36,8
EOL	129	5.532	19,8
Total	587	27.960	100,0

Ainda segundo a ANEEL, já se encontram registros de usinas de co-geração qualificada (ver Tabela a seguir), isto é, aquelas dotadas de eficiência maior ou igual a 75 %, reunindo tanto as já em operação quanto as que estão em vias de a iniciar.

CO-GERAÇÃO QUALIFICADA

Situação	Quantidade	Potência (MW)	%
Outorgada	9	95	7,4
Em construção	5	95	7,4
Em operação	52	1.089	85,2
Total	66	1.279	100,0

Embora previstas, não houve fixação, pelo Governo, de quando as usinas de maior porte, localizadas no Norte do país (especificamente as do Rio Madeira e de Belo Monte, no rio Xingu) participarão dos leilões; observe-se que são usinas localizadas longinquamente dos centros de consumo do Sudeste, obrigando a construção de linhas de transmissão cruzando a selva amazônica, percorrendo mais de 1.000 km de extensão e ainda pendentes de licenciamentos ambientais.

O aproveitamento do Rio Madeira em território brasileiro subdivide-se em duas UHEs, correspondendo a 3.900 MW (UHE Jirau) e 3.580 MW (UHE Santo Antonio), formando um reservatório afogando 411 km² de floresta; abrange, também, a UHE Esperanza a ser construída em território boliviano, ainda em fase preliminar de avaliação, a

qual deverá operar exportando a energia excedente, em relação ao baixo consumo boliviano nas cercanias desta usina, para o Brasil. Cabe ressaltar, como fator adicional positivo deste projeto, a conseqüente regulação da navegação fluvial na região.

2.2 Gás Natural

No momento, o país depende significativamente do gás produzido na Bolívia e, minoritariamente, na Argentina. De fato, a produção líquida nacional situa-se na faixa dos 25,84 milhões de m³ / dia enquanto as importações destes dois países alcançam 22,55 milhões de m³ / dia ou seja quase metade do consumo brasileiro. Do total importado, 21,26 milhões m³ / dia originam-se na Bolívia (94,3 % do total importado) e, apenas, 1,29 milhão m³ / dia, na Argentina (5,7 %).

A produção brasileira concentra-se, basicamente, nos campos de Macaé, no território fluminense, e no Espírito Santo, ocorrendo parte minoritaria no Rio Grande do Norte e em estados do Nordeste; as reservas do país alcançam, segundo a Petrobras, hoje, 316 bilhões de m³ e, expandidas, poderão atingir 657 bilhões m³.

Enquanto em Macaé, no Espírito Santo e em outras bacias, perfazendo 80 % dos poços em operação, o gás aflora junto com o petróleo, em Urucu, na Amazônia, longe, pois, dos centros de consumo, o gás não está associado, o mesmo acontecendo na recém-descoberta Bacia de Santos. Esta última, por sua vez, indica a incorporação de 78 bilhões m³ já provadas e mais, ainda em avaliação, 341 bilhões m³; anote-se que os primeiros testes realizados pela Petrobras nesta bacia indicaram uma capacidade de produção inicial de 12,5 milhões m³ / dia.

De posse destes dados, cabe, conseqüentemente, afirmar que a exploração da Bacia de Santos tenderá, numa primeira fase de sua exploração, a reduzir substancialmente a dependência externa do país e, em etapas posteriores, manter esta tendência redutora em relação às importações da Bolívia e da Argentina. Considerando a disposição da Venezuela de exportar o seu gás, através de gasodutos brasileiros, em direção aos países do Mercosul, diversificando, pois, a oferta de gás e minimizando a influência da fonte boliviana, abre-se uma perspectiva otimista em relação ao futuro do uso de gás no país embora, no curto prazo, pelo menos até o início da operação comercial da Bacia de Santos, haja uma perspectiva pessimista quanto a disponibilidade deste energético.

Observe-se que há uma conjugação de fatores, neste curto prazo, que tende a fomentar esta perspectiva: primeiro, a posição declarada do novo Governo boliviano de exercer pressões no sentido de dificultar a exploração do gás boliviano pela Petrobras; segundo, o aumento do consumo do energético em função das novas termelétricas vis a vis o atendimento do mercado elétrico do país, notadamente no Nordeste.

Ademais, a Petrobrás inicia, até 2008, o campo de Manati (6 milhões m³ / dia), na Bahia, e a primeira fase do Campo de Peroá-Cangoá (2,5 milhões m³ / dia).

Como até a década de 90 o país possuía, exclusivamente, uma rede antiga de gás canalizado cobrindo, apenas, parte das cidades de São Paulo e do Rio de Janeiro, onde se

distribuiu gás industrializado, de nafta, urge disseminar o gás canalizado através da construção de novos gasodutos. O gás natural entrou, pois, na matriz energética brasileira sem que o Brasil estivesse preparado para recebê-lo; ele surgiu sem que se cuidasse, com a devida antecedência, do seu mercado demandador e sem uma política adequada de seu uso e, também, sem uma política energética.

Devido a esta ausência de mercado consumidor, como o gás produzido no Brasil apresentava-se associado em 80 % da exploração vigente, ele tornou-se um estorvo para a produção de petróleo; nos campos fluminenses, por exemplo, por muito tempo (e ainda hoje), ele é parcialmente (e, no passado, em sua prática totalidade) queimado, sem uso, nos próprios locais de produção de petróleo.

“En passant”, foi por este motivo que o Governo do Estado do Rio de Janeiro incentivou o uso do GNV em taxis na cidade do Rio de Janeiro; depois, em função de uma decisão equivocada de autoridades federais, foi expandido o seu uso para o restante do Brasil, para quem quizesse adaptar o seu veículo para o GNV, distorcendo, inteiramente, a visão das autoridades estaduais fluminenses que previa limitar o emprego a um mercado diminuto, a frota de taxis, em razão do significativo desperdício do energético no Estado. Esta abertura indiscriminada gerou um emprego altamente ineficiente, como já citado, produzindo um crescimento exponencial do uso do gás em transporte obrigando a, em contrapartida, adoção recente de instrumentos inibidores deste crescimento.

Importa evidenciar que a ineficiência mencionada restringe-se aos carros adaptados, sem obediência aos requisitos técnicos que somente as fábricas têm condições de fazer. Se houvesse esta produção no país, esta ineficiência poderia se reduzir significativamente.

Por fim, evidencie-se a parcial existência, de um lado, e a previsão de complementação, de outro, do anel gasífero sul americano. De fato, a Venezuela intenta patrocinar um gasoduto transportando o seu gás desde os campos de exploração, no Norte da América do Sul, até a Argentina, completando este anel que já une os campos da Bolívia, da Argentina e do Brasil através de gasodutos internacionais (o Gasbol, entre o Brasil e a Bolívia, e entre a Argentina e a Bolívia) e da complementação entre o Peru e a Bolívia, este último em projeto; o anel já atende o Uruguai, o Paraguai e o Chile, estes não aquinhoados com este energético.

2.3 Petróleo

Hoje a Petrobras consolidou-se como uma das gigantes produtoras de petróleo no mundo. Com ação em praticamente todo o território da América do Sul, além de operar em outros países da África e da Ásia, a empresa brasileira domina a tecnologia de exploração em geral, e, em particular, em águas profundas, onde se localiza a maior parte das reservas brasileiras.

Em 2005, a produção nacional de petróleo deixou o país próximo da auto-suficiência prevendo-se atingi-la e mesmo supera-la já no ano em curso; neste ano de 2005, pois, a Petrobrás produziu 1.684 mil bpd (barris por dia) de óleo, de LGN (líquido de gás

natural) e de condensado, valor este que, em relação a 2004, apresentou um crescimento de 2,8 % (em 2004, a produção somou .493 mil bpd). Vale ressaltar que o petróleo brasileiro encontra-se substancialmente na plataforma submarina cujas características estão mostradas na Tabela a seguir.

DADOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Discriminação	Unidade	2004	2005
Produção média diária de óleo e LGN (1)	Mil bpd	1.661	1.847
Em terra		407	396
No mar		1.254	1.451
Plataformas em produção (em 31/12)	Plataforma	95	97
Fixas		72	73
Flutuantes		23	24

(1) Inclui informações do exterior

Em 2006, a Petrobrás deverá atingir a produção média de 1.910 mil bpd superando a demanda brasileira estimada entre 1.850 mil bpd e 1.900 mil bpd. Esta auto-suficiência será sustentada com a entrada em operação da Plataforma P50 e de mais três outras somando, respectivamente, 60 mil bpd, 20 mil bpd e 100 mil bpd. Para 2009, prevê-se, também, o início da operação do Projeto Frade, em Campos (100 mil bpd), e, para 2010, a P55, para o Módulo III do Projeto Roncador, a P57, fase II do Campo de Jubarte e outras para o projeto Albacora e para o campo de Golfinho. Cabe citar, por fim, as P52 e P54 (180 mil bpd cada para o campo do Roncador) e as P51 e P53 (180 mil bpd cada para os campos de Merlim Sul e Merlim Leste).

As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural no Brasil alcançaram, em 2005, 13,232 bilhões de boe (barris de óleo equivalente) registrando um aumento de 1,6 % em relação a 2004. Estas cifras mostram um índice de reposição de reservas provadas igual a 1,311 %, isto é, a Petrobrás incorporou um volume de óleo equivalente a 1,311 vez maior que o produzido em 2005, ocasionando uma relação reserva/produção de 19,7 anos.

Ademais, a pesquisa visando novas descobertas persiste; segundo a própria Petrobrás, a empresa intenta elevar a produção nacional de óleo e de gás natural para 2 milhões 860 mil boe por dia, em 2010, ao incorporar novos campos, entre os quais se releva o campo gigante de Papa-Terra, ao sul da Bacia de Campos..

A Petrobras opera tanto na distribuição de derivados de petróleo, com rede de postos espalhados no meio urbano e nas rodovias, quanto na produção termelétrica, a partir do gás, inclusive desenvolvendo projetos de co-geração, como é o caso do Aeroporto de Maceió. Embora haja outras empresas de petróleo pesquisando e explorando alguns campos, a predominância da Petrobras é indiscutível, dominando inteiramente o quadro da oferta do país.

No particular, a produção nacional apresenta os dados expressos na Tabela a seguir, segundo a ANP.

PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO (mil barris)	
2000	450.626
2001	471.862
2002	530.854
2003	546.080
2004	540.717
2005	544.034

Fonte: ANP

Pertence, igualmente, à Petrobras o parque de refino espalhado pelo Brasil. Embora haja poucas refinarias particulares, como no caso da produção, a predominância da Petrobras é incontestável; a Tabela a seguir retrata esta sua participação. Neste particular, em face das características de parte do petróleo brasileiro, ocorrem trocas internacionais de alguns derivados, notadamente a importação de óleo diesel e a exportação de gasolina. Releva-se, neste ponto, a ação de comercializadora destes derivados, também realizada pela Petrobras. O óleo combustível, por exemplo, utilizado pela indústria na produção de calor, passou a sofrer concorrência do gás natural, fato que provocou uma reação da própria Petrobras que criou, artificialmente, uma cesta de derivados de petróleo com vistas a influenciar o custo do gás e defender o consumo do óleo, necessariamente sobrando no processo de “cracking”, fruto do deslocamento do seu emprego.

REFINARIAS

Discriminação	Unidade	2004	2005
Quantidade	-	16	16
Capacidade nominal instalada	Mil bpd	2.115	2.115
Carga média processada	Mil bpd	1.847	1.861
Brasil		1.728	1.758
Exterior		119	103
Produção média diária de derivados	Mil bpd	1.797	1.839

Importa anotar a ocorrência de um recente investimento bi-nacional na área de refino na medida em que a Petrobras e a empresa estatal venezuelana, ambas, estão, em Pernambuco, investindo em uma refinaria voltada para trabalhar o petróleo importado da Venezuela, segundo um programa de ações comuns entre os dois países; relevam-se este investimento e o gasoduto, já mencionado, transportando o gás venezuelano desde os campos de exploração, no Norte da América do Sul, até a Argentina.

2.4 O álcool automotivo e a biomassa da cana

Função da crise do petróleo na década de 70, o Brasil desenvolveu um importante programa de substituição da gasolina, o Pro-álcool. Hoje, este combustível renovável distribui-se junto aos derivados de petróleo, usando a mesma infra-estrutura de distribuição, e está sendo adicionado à gasolina. Importa anotar que o programa brasileiro, talvez o mais importante no mundo, está sendo cobiçado por outros países, dentre os quais relevam-se o Japão e os EUA, estes últimos produtores de álcool, a partir do milho, processo mais custoso que o da tecnologia brasileira. Há, com efeito, fortes indícios de crescimento da exportação do álcool auto-motivo principalmente em função do crescimento do “efeito estufa” e das alterações climáticas que o Planeta Terra vem sofrendo ultimamente.

Até recentemente, o desperdício da biomassa da cana, bagaço e palha, era significativo. Explica-se: o Setor Elétrico, pelas razões já explanadas ao início deste texto, ignorava a auto-produção e, simplesmente, não negociava a importante energia excedente que, potencialmente, era inerente a este estorvo da produção sucro-alcooleira. O industrial deste segmento, não tendo nem estímulo, nem mercado para a colocação desta energia, queimava a sua biomassa ineficientemente, limitando-se a aproveitar, exclusivamente, as energias térmica e elétrica nos seus próprios equipamentos de produção de açúcar e/ou de álcool.

Paulatinamente, a venda de excedentes elétricos vem se tornando realidade, não obstante parte ainda significativa dos produtores continuem, em seus projetos, desatentos em relação a este novo segmento de negócio, ao manterem a ineficiência na queima da biomassa. De fato, já se inicia o processo de participação deste segmento na geração elétrica de base, como já o demonstra os números do último leilão onde foram negociadas 4 unidades de bio-eletricidade.

Todo este processo, na verdade, só deslanchará, na sua plenitude, quando houver um mercado estabelecido para a venda de excedentes da co-geração e todo o espírito da legislação atual, presente no novo Marco Regulatório do Setor, for compreendido e adotado pelos agentes investidores. No último leilão, os valores de venda destes excedentes alcançaram da ordem de R\$ 126,00 / MWh (2008) e R\$ 130,00 e R\$ 162,00 / MWh (2009); não houve oferta para 2010.

O potencial da produção energética a partir da biomassa da cana atinge valores significativos. Na verdade, a produção sucro-alcooleira (cana moída) deverá, até 2010/11, alcançar a cifra de 560 milhões t (hoje cifra-se em 400 milhões t); admite-se que os excedentes vendáveis venham a atingir 10 mil MW e que, desta capacidade, pelo menos 4 mil MW já poderiam estar operando caso as condições necessárias tivessem sido criadas. Óbvio está que tais números somente serão realidade caso haja uma profunda alteração no “modus operandi” do Setor Elétrico brasileiro, principalmente no que concerne à geração de mercado que incentive os industriais a verem a eletricidade como mais um negócio, ao lado do seu “core business” cada vez mais lucrativo. Enquanto a reação atual do Setor Elétrico persistir e enquanto não houver uma política energética que iniba os desperdícios na geração de eletricidade e, conseqüentemente, crie mercado comprador para os excedentes, o segmento da biomassa da cana continuará queimando ineficientemente este seu importante manancial.

Ademais, convém evidenciar que:

- a biomassa da cana disponibiliza-se, exatamente, no período seco, com pouca pluviosidade, dos reservatórios das hidrelétricas do Sistema Interligado gerando uma complementariedade assaz importante para o suprimento de energia para o país;
- a produção elétrica a partir da biomassa tende a constituir, para o empresário, uma nova fonte de negócios capaz de lhe permitir obter compensações pelos eventuais desequilíbrios que o mercado de açúcar ou de álcool sujeita-se;
- quando usada para produzir energia, na medida em que evita emissão de gases nocivos ao meio ambiente, permite ao empreendedor candidatar-se a obter créditos de carbono, fonte financeira internacional gerada a partir do Protocolo de Kioto com base no controle do efeito estufa.

2.5 Outras fontes

Embora dotada de valores elevados, só viabilizados em função do Programa PROINFA, a energia eólica coloca-se como uma alternativa custosa, embora esteja presente em algumas regiões do país. Importa, contudo, explicar como ela é uma solução adequada para países do Hemisfério Norte e não o é, necessariamente, para o Brasil. Com efeito, enquanto na Alemanha, por exemplo, de base térmica, qualquer substituição desta fonte por uma renovável torna-se adequada, não se constitui, no Brasil, o mesmo contexto, por sermos um país de base predominantemente hídrica.

Outrossim, a malha alemã é uma malha concentrada na medida em que o país possui um território bem menor que o brasileiro e é dotado de uma distribuição mais homogênea de sua carga e com maior densidade; assim, o “back up” das usinas eólicas é o próprio sistema pois, quando há calma, a própria malha interligada supre a ausência da energia gerada pelos ventos. No Brasil, não ocorre necessariamente este contexto; com efeito, os locais ventosos situam-se, de uma maneira geral, a margem das redes com maior concentração de modo que o Sistema Interligado pode não suportar as ausências momentâneas de energia eólica. O “back up”, pois, destas usinas efetiva-se através de grupos diesel localizados contíguos à cada usina, encarecendo, mais ainda, a energia assim gerada. Ademais, a tecnologia é importada, onerando significativamente o investimento correspondente.

A energia solar, via de regra, gera valores relativamente menos importantes e tem sido utilizada em residências e/ou em estabelecimentos prediais (hotéis, hospitais etc), notadamente para aquecer a água. Nos países do Hemisfério Norte, onde ocorrem investimentos de maior porte, aproveitam-se áreas extensas, sem possibilidade de ocupação, como os desertos, onde se distribuem as células foto-voltáicas, necessariamente ocupando importantes espaços. No Brasil, não é óbvia esta ocupação e, conseqüentemente, não se pode classificar esta fonte como uma solução para a geração pública, a não ser para os usos pontuais, em residências ou em hotéis ou em outros estabelecimentos prediais, não obstante haver um investimento em operação, ligado ao “grid”, gerando, apenas, 20 kW.

A biomassa resultante de outros resíduos, como papel, madeira e palha de arroz, constitui, hoje, um estorvo para as respectivas indústrias, justificando portanto a adoção de uma solução ambientalmente satisfatória para o aproveitamento de tais resíduos. A utilização na geração elétrica, através de co-geração, tenderá a ser uma solução aplicável, principalmente quando houver uma política geradora de estímulos, através de sinalizações econômicas e tarifárias corretas, para a maximização de excedentes.

Outra fonte ainda não explorada corretamente, embora haja tecnologia no país e ocorram importantes prejuízos para o meio ambiente, é o aproveitamento energético do lixo urbano, lançado, sem tratamento, ao ar livre, responsável pela contaminação, através do chorume, do lençol freático e dos rios próximos aos “lixões” e pela emissão de metano. As Prefeituras não investem neste tratamento, geram criatórios para os urubus, além de permitirem o trabalho de catadores sem qualquer proteção, num trabalho sub-humano.

A exceção de alguns projetos, como, por exemplo, o do Unibanco, no “lixão” Bandeirantes, em São Paulo, em Nova Iguaçu, no Rio de Janeiro, e na Ilha do Fundão, Cidade Universitária do Rio de Janeiro, o lixo continua e continuará poluindo importantes áreas, degradando-as.

Embora haja investidores privados interessados neste tipo de aproveitamento energético, principalmente porque pode gerar créditos de carbono, não haverá estímulos para que o mesmo possa frutificar, enquanto prevalecerem as barreiras administrativas impostas pelas Prefeituras e os grandes interesses na permanência das práticas de manuseio de lixo presentemente adotadas, de um lado, e as resistências impostas pelas distribuidoras de energia elétrica em negociar a energia elétrica assim gerada, de outro. Deve-se ressaltar que estas dificuldades são agravadas pela omissão do Poder Público em criar as condições propícias para a implementação de um novo modelo operacional para este Setor.

Vale mencionar o carvão como fonte disponível no Sul do país, em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul. Já há investimentos realizados em ambos os Estados e, no último leilão, foi vendida, para 2010, a energia gerada pela expansão da UTE Candiota (Candiota III) e, para 2009, a pela UTE Jacuí. Importa anotar que as reservas de carvão-vapor brasileiras são limitadas e detêm impurezas sulfurosas as quais produzem resíduos ambientalmente nocivos, a exigir tratamento adequado; no Rio Grande do Sul, inclusive, já provocou um problema diplomático com o Uruguai uma vez que o Brasil foi acusado de provocar chuvas ácidas em território daquele país.

Conseqüentemente, embora presente na oferta nacional, o carvão, por suas próprias características e em razão de suas limitadas possibilidades de expansão de sua extração, não se qualifica como uma significativa opção; ademais, função de sua contribuição para o aumento do “efeito estufa”, no mundo inteiro, vem sendo inibido como fonte desejável.

Por fim, convém mencionar o bio-diesel que vem surgindo como uma nova alternativa, obtido a partir da mamona, de oleaginosas e de determinadas espécies de capim; este novo energético, ainda incipiente, função de uma evolução tecnológica seja no cultivo agrícola, seja na sua industrialização, poderá tornar-se um substituto importante para o correspondente derivado de petróleo.

3. QUADRO INSTITUCIONAL

A ausência de uma política energética, que finde com o isolamento dos três “mundos” em que se segmenta o vetor “energia”, não favorece uma sistemática de ação que dê homogeneidade ao seu uso. É verdade que a criação da EPE (Empresa de Planejamento Energético) representa um passo importante neste sentido porque, de fato, será a primeira vez que um órgão de Governo irá tratar de um plano de crescimento harmoniosamente desenvolvido para este vetor.

A par da instituição desta política, urge estabelecer uma específica para o gás, ainda carente de um tratamento adequado. Por razões que não serão aqui analisadas, ao contrario da eletricidade, centralizada sua regulação ao nível federal, a do uso do gás coube à esfera estadual. Assim, cada Estado tem poderes diferenciados para o tratamento deste energético embora a sua produção não tenha, necessariamente, um cunho exclusivamente estadual pois abrange, através de gasodutos, a totalidade do país e, ademais, agora, é detentor de um cunho internacional na medida em que atende a mais de um. Urge, pois, um Marco Regulatório para este energético que configure as obrigações da União, da Petrobras especificamente, na entrega do gás no atacado, e as do Estado, no interior de seus territórios.

Como citado anteriormente, a tarifa do gás, em um regime “take or pay”(sistema através do qual a compra é efetuada a risco do comprador, isto é, ele assume o gasto mesmo se não for utilizada a energia adquirida), é regulada por mais de um órgão, a saber: pela ANP, para o transporte e para a produção brasileira, e por diversas entidades estaduais, uma por estado, para a distribuição local. Na verdade, o gás, órfão de uma política própria, não tem uma vida independente, ora é confundido com a política do petróleo, como se fosse um seu derivado, ora é encarado como uma fonte de geração elétrica, confundido, pois, com a política de eletricidade. A Petrobras, por exemplo, como comercializadora que é dos derivados de petróleo, defende os seus interesses comerciais interferindo na tarifa do gás, no atacado, criando uma alíquota função de uma cesta de derivados, de forma a minimizar os efeitos da concorrência que o gás necessariamente concretiza com os seus derivados, notadamente com o óleo combustível.

No que concerne à eletricidade, não se pode dizer o mesmo pois, de fato, o Marco Regulatório e o Decreto regulador impuseram dispositivos que tem fornecido as condições necessárias ao seu funcionamento (e, em particular, à concorrência), como explicado anteriormente. A presença dos leilões e a nova estruturação do Setor prepararam as condições de base para estes fins; na verdade, o que falta são os ajustes que possam minimizar ou mesmo extinguir as barreiras ainda existentes. De fato, os problemas mais sérios são de natureza cultural, muito mais do que de natureza institucional; estes últimos, na prática, constituem-se em empecilho por falta de uma regulação maior que é a ausência de uma política energética que dê um funcionamento harmônico para o emprego da energia como um vetor não segmentado.

Situação similar repete-se para o petróleo que possui a ANP como um órgão regulador ao nível federal e contém a Petrobras como a praticamente única atuante no

segmento. Como no caso da eletricidade, é a ausência de uma política maior, uma política energética, que caracteriza os entraves institucionais e não, necessariamente, a política do petróleo e de seus derivados.

Alguns exemplos podem melhor ilustrar estas dificuldades; as diferenças significativas entre os custos da eletricidade nas horas de ponta do sistema e os de fora de ponta induzem os empresários usuários da tarifação horo-sazonal a buscar soluções alternativas: operam seus geradores diesel neste período devido a sinalizações inadequadas entre os dois energéticos, provocando uma grave distorção no uso de energéticos ao gerar poluição indesejável no meio urbano; situação similar repete-se para o emprego da co-geração, quando o consumidor recebe, da concessionária, uma tarifação menor que aquela fixada pela ANEEL a fim de desincentiva-lo a co-gerar; o emprego do GNV, a tarifas subsidiadas, constitui um outro exemplo ao incentivar o uso de uma solução ineficiente, função da adaptação de seus veículos para o emprego do gás.

Vale citar a participação da ANEEL como parte da nova estrutura do Setor Elétrico brasileiro. Na verdade, não houve, de fato, a priori, uma completa estruturação regulatória; por esta razão, alguns vícios culturais herdados do antigo regime monopolista e condominial perduraram e que estão a exigir reformulações que favoreçam as novas modalidades derivadas da nova estruturação setorial e as incluídas no novo Marco Regulatório como, por exemplo, a geração distribuída, as interligações às redes de distribuição e de transmissão e outras resultantes do novo modelo competitivo.

4. OPORTUNIDADES E DIFICULDADES DO SETOR

Este item foi, de fato, explanado, em detalhes, nos precedentes. Importa, neste item, apenas, sintetizar alguns pontos relevantes, a saber:

- a geração de um mercado de excedentes da auto-produção: o Brasil, em função desta dificuldade, estimula, na prática, o desperdício de parcelas importantes da produção descentralizada; os países de base térmica e, principalmente aqueles, como o Japão, destituído de fontes próprias, não se dão ao luxo de desperdiçar qualquer kW de energia, por menor que seja. Caracterize-se que, no Brasil, por não haver estímulo econômico para tal, o desperdício origina-se na fase de projeto ou de sua concepção, sem margem, portanto, para uma recuperação posterior (o exemplo da biomassa da cana é, no caso, bastante expressivo); em alguns países europeus, como, por exemplo na Espanha, a colocação do excedente na rede pública torna-se obrigatório desde que o custo marginal de expansão no ponto de entrega seja igual ou superior ao valor da energia excedente ofertada; em outros países, como o Canadá, a própria distribuidora gera um mercado para a colocação dos excedentes.
- Os entraves à geração distribuída encaixa-se perfeitamente neste contexto pois, além de não haver estímulo econômico para a produção de excedentes, há, ao contrário, desestímulos culturais para a sua implementação.
- A forma pela qual foram estabelecidos meios para suportar os riscos de estiagens prolongadas, criando um “seguro apagão” e, assim, gerando um

parque térmico ocioso na expectativa da ausência de chuvas, além de ocasionar um custo adicional para o consumidor, não contribuiu para assegurar a continuidade do suprimento durante a ocorrência de blecautes não provocados por esvaziamento dos reservatórios; falta, de fato, uma política coerente para o estabelecimento de uma reserva de capacidade, com meios para uma ancoragem correta visando a mitigação de falhas provocadas pela complexidade e pela extensão da malha de transmissão ou por defeitos nas redes locais, principalmente nas redes aéreas.

- O país carece de uma formulação estratégica para o uso eficiente dos diversos energéticos de forma a evitar interferências daninhas de um energético em substituição a outro em face de tarifas inadequadas (esta alínea, de fato, é um dos pontos mais importantes para uma política energética). Exemplo expressivo é o emprego, pelos consumidores, de grupos diesel durante as horas de ponta do sistema elétrico, gerando poluição, riscos provocados pela estocagem deste combustível no meio urbano, além do uso de um energético inadequado para os fins almejados.

Na medida em que é assegurada, através dos leilões, a venda da energia a ser gerada a preços pré-definidos, criando, conseqüentemente, o futuro mercado comprador, viabiliza-se a programação de investimentos para a materialização dos projetos leiloados; neste contexto, facilita-se tanto a feitura dos programas de aplicações das empresas, incluso o equacionamento correspondente das fontes de recurso, quanto as análises de risco dos bancos financiadores.

Sobressai-se a participação do BNDES que, ademais de suas linhas de crédito já existentes para os aproveitamentos hidro e termelétricos convencionais, vem de abrir uma linha de crédito para o aproveitamento energético da biomassa da cana, privilegiando, especificamente, aqueles dotados de elevada eficiência, com pressão igual ou superior a 60 bar, visando evitar os desperdícios antes presentes nos investimentos realizados.

Este contexto advindo da nova estruturação setorial permite, como já dito, o equacionamento das diversas empresas privadas postulantes, inclusa a PETROBRAS cuja disponibilidade de caixa lhe dá suporte para estes fins.

No particular, importa constatar que a forma de contratação das termelétricas a gás e a derivados de petróleo viabilizou-se pois permitiu, no leilão, a venda da disponibilidade da usina a cujo valor acresce o preço do combustível fixado na época dos respectivos períodos em que a usina é despachada aplicado à quantidade de horas de operação.

Quanto às empresas estatais, provavelmente, recorrerão ao novo sistema de parceria público-privada para suprir suas dificuldades de caixa, encontrando meios para viabilizar seus investimentos; de todos, o mais robusto valor em jogo é representado pelo Rio Madeira cujo equacionamento, embora possa envolver financiamento externo, deverá encontrar resistências dos bancos internacionais em face, principalmente, da inundação de terras da floresta e da extensão da linha de transmissão igualmente cortando terras ocupadas pela floresta.

No campo da extração de gás e da construção de gasodutos, a PETROBRAS acha-se em vias de findar a composição do esquema necessário para o desenvolvimento da Bacia de Santos, indispensável para a independência brasileira; por outro lado, os gasodutos correspondentes às distribuidoras de gás tem se desenvolvido através de equacionamento das próprias empresas enquanto aquele previsto pela Venezuela, interligando os seus campos ao MERCOSUL e usando a estrutura brasileira a ser desenvolvida, deverá contar, como já mencionado, com recursos da PETROBRAS e daquele país o qual demonstra interesse em colocar o seu energético no mercado sul-americano.

5. CONSERVAÇÃO E EFICIÊNCIA

O país, embora tenha criado, de um lado, o Procel (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica) e estabelecido que parte do 1 % do faturamento das concessionárias de distribuição de energia elétrica seja destinado à conservação de energia, e, de outro, o Conpet (Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo e do Gás Natural), voltado para incentivar a economia no uso dos derivados de petróleo, nunca transformou, “lato sensu”, os recursos correspondentes em ações conservacionistas; não se desenvolveram, conseqüentemente, ações amplas destinadas à concretização de atividades voltadas para estes fins, de forma a dar consistência e perseguir uma política de indução ao emprego, pela Sociedade, das medidas correspondentes e, sim, incentivos a usos marginais, sem repercussões de maior amplitude, como, por exemplo, no Procel, substituição de iluminação pública, via de regra com fins eleitoreiros.

No racionamento posto em prática no ano de 2002, os consumidores, compulsoriamente, foram obrigados a, por conta própria e sem intervenção direta das Autoridades, a desenvolverem tarefas conservacionistas e/ou racionalizadoras; e o fizeram com tal profundidade que, terminado o racionamento, o consumo não retornou aos patamares anteriores a este período: manteve-se com cerca de 30 % a menos da média anterior, demorando cerca de um ano neste novo patamar e só voltando à situação anterior paulatinamente; e as Autoridades setoriais não pesquisaram como este “milagre” ocorreu, quais as práticas adotadas, perdendo-se, assim, uma oportunidade excepcional para um conhecimento das ações desenvolvidas pelos próprios consumidores. O Setor demonstrou, conseqüentemente, ignorar a racionalização do uso da energia e a conservação como políticas importantes para serem seriamente aplicadas.

Na verdade, para um Setor que sempre dirigiu o seu planejamento pelo lado da oferta e, embora o novo Marco Regulatório tenha alterado, no papel, esta característica, culturalmente falando não houve, concretamente, uma mudança de atitude. Nestes termos, uma atividade redutora de receita, como o são a tanto a racionalização quanto a conservação, custa a encontrar eco e manter-se: é uma prática politicamente correta mas sem aplicação.

Enquanto as atividades racionalizadoras, como a co-geração, materializam-se através de ativos tangíveis, a conservação comporta-se como uma “geração virtual”, isto é, é uma atividade que altera alguns equipamentos espalhados nos circuitos internos, substituindo-os por outros mais eficientes, e, também, altera procedimentos e atitudes, intangíveis, pois. Como resultado prático, este conjunto de medidas melhora a

produtividade da empresa que as adote, isto é, para um mesmo volume de produção reduz-se o consumo de eletricidade; para a rede pública, ocorre uma liberação de energia distribuída, liberação esta que permite o atendimento de outros consumidores sem investimentos na rede; daí a imagem de “geração virtual”.

Esta característica, no Hemisfério Norte, gerou um negócio para prestadoras de serviço que eficientizam o uso da energia em uma unidade consumidora; elas remuneram-se através da economia obtida resultante do seu trabalho: são as ESCOs (Empresas de Conservação de Energia) que se utilizam de “contratos de performance”, contratos que estabelecem as condições para que o consumidor continue pagando o que pagava antes de seu trabalho, embora as medições da concessionária indiquem economias; em outras palavras, a apropriação desta economia é feita pela ESCO durante um período capaz de lhe remunerar o seu trabalho e cobrir o risco por ela assumido. Observe-se, pois, que, para o consumidor, não há dispendios mas, apenas, um adiamento na apropriação dos benefícios resultantes da eficientização; para a distribuidora de eletricidade, ocorre uma liberação de parcela da energia antes consumida, reduzindo-lhe os investimentos na expansão da sua rede.

Houve tentativa, no Brasil, da criação de um mercado de ESCOs; embora tenha se criado uma associação, a Abesco, as prestadoras de serviço apenas se auto-intitulam de ESCOs mas, de fato, não o são e, sim, são consultoras especializadas que não assumem o risco inerente a um contrato de performance; podem, em alguns casos, assumi-lo parcialmente. Na prática, o país não desenvolveu condições para a geração de uma retaguarda, como ocorre nos países do Hemisfério Norte, todos com mercados sedimentados, possuidores de entidades financeiras (que se adaptaram a este tipo de atividade, através de um sistema de financiamento próprio) e de seguradoras que fornecem, ao cliente, cobertura para eventuais erros. Via de regra, os contratos, no Brasil, aproveitam-se da obrigatoriedade da destinação do 1 %, retro-citado, gerando contratos tradicionais de consultoria ou parciais de performance.

O Governo FHC criou uma obrigatoriedade para as entidades públicas economizarem 20 %, gerando um decreto específico que, na prática, tornou-se letra morta, sem efeitos práticos. Desperdiçou-se, pois, uma oportunidade para a geração de um mercado para as ESCOs pois o próprio Governo criaria condições tendentes a atrair as prestadoras de serviço; paralelamente, os bancos estudariam formulas de financiamento adequadas. Evidencie-se que os países europeus e norte-americanos desenvolveram este mercado induzidos pela necessidade de economizar os derivados de petróleo abastecedores de sua fontes térmicas; o Brasil não se moveu neste sentido, nem o faz agora apesar da existência de um risco de um possível próximo racionamento, caso a equação “oferta x demanda”, em 2010, não feche.

Na co-geração, ao contrário, estas dificuldades desaparecem, embora ocorram barreiras de outra natureza, basicamente em face de falhas regulatórias e de reações das distribuidoras; neste caso, há um ativo, ativo este que facilita a exposição de uma garantia real para os bancos. Assim, embora ocorram estas barreiras, há, já, um mercado ofertante de co-geração aonde participam empresas que investem, implementam equipamentos e estabelecem um vínculo contratual com o consumidor vendendo-lhe as energias

provenientes da economia de escopo que a co-geração oferece. Seu contrato é um tipo de contrato de performance através do qual o investidor pode tornar-se proprietário da unidade de co-geração pelo período necessário à recuperação do seu investimento e não há dispêndios por parte do consumidor ou, então, originam outras formulações contratuais que minimizem a participação financeira do consumidor.

6. SUGESTÕES E CONCLUSÕES

Os aproveitamentos hidrelétricos de maior porte, com capacidade de serem desenvolvidos, localizam-se na Amazônia; os já adiantados em análises específicas são Belo Monte (Rio Xingu), 11.000 MW, e os do Rio Madeira, já mencionados anteriormente. Importa, entretanto, caracterizar que a maioria dos rios afluentes do Amazonas, embora rios dotados de vazões significativas, não possuem diferenças de cotas expressivas e, assim, não produzem quedas e nem favorecem a reservação; conseqüentemente, exigem tecnologia diferenciada, com o uso de máquinas tipo bulbo, fato que tende a limitar a quantidade de energia produzida. Convém lembrar o exemplo da UHE Balbina a qual demonstrou a incapacidade do uso de tecnologia convencional.

Este fato evidencia a necessidade da busca de aproveitamentos hidrelétricos de menor porte nas demais regiões do país, indica a tendência da formação futura de uma base hidro-térmica, seja sob a forma centralizada, seja sob a forma distribuída, e a necessidade imperiosa tanto da busca de alternativas viáveis, notadamente na geração distribuída, quanto da realização de pesquisas voltadas para novas tecnologias, onde se releva o hidrogênio.

A longo prazo, pois, o país caminha para o aumento de sua base hidro-térmica embora ainda haja espaço para o aproveitamento de hidrelétricas de médio e de maior porte, aproveitamento este cada vez mais dependente dos rigores da nova legislação ambiental. Este caminho, necessariamente, em face do maior valor do uso dos combustíveis, induz a necessidade de incentivos visando, com vistas a frear o conseqüente aumento do preço da energia elétrica:

- a efficientização do uso da energia “lato sensu”, seja através de programas junto à população consumidora, seja através do emprego de modalidades térmicas como a co-geração e de meios efetivos que induzam os investidores privados, mormente os consumidores, a buscarem soluções que atendam suas demandas energéticas e que haja produção de excedentes. A energia terá que se transformar em um vetor não segmentado de forma a criar um emprego harmônico e eficiente da energia;
- a redução do crescimento da malha de transmissão;
- o aumento da participação da biomassa da cana e de outras fontes renováveis.

Para os demais energéticos admite-se:

- o aumento do consumo de gás, a partir do momento em que se solidifique a redução da dependência externa e que haja uma tarifação adequada aos demais energéticos;
- uma re-estruturação do uso dos combustíveis fósseis, já sentida pelas principais empresas de petróleo no mundo as quais já se lançaram à pesquisa de soluções alternativas;

- o incentivo às fontes térmicas renováveis, incluso o bio-diesel, o álcool e outras.

Por sua vez, as pressões ambientais tenderão a alterar o parque automotivo, gerando o aparecimento de veículos elétricos (híbridos ou totalmente elétricos) ou, mais tarde, a hidrogênio, os quais, por sua vez, poderão agir sobre o Setor Elétrico, na forma de geração distribuída. Este contexto reforça a necessária transformação na forma de encarar a energia, como citado neste texto.

Assim recomenda-se:

- a- A criação de uma política energética que trate a energia como um vetor específico, dando fim à atual segmentação que, não permite um relacionamento harmonioso e eficiente entre os diversos energéticos presentes na matriz energética, nela incluindo-se o gás.
- b- A revisão regulatória do estatuto da geração distribuída, de forma a incentivar o seu uso como um meio mitigador dos riscos da distribuidora.
- c- O estabelecimento de condições para evitar que os consumidores não pratiquem a produção de excedentes, como vem acontecendo. Na verdade, são medidas regulatórias de simples aplicação, dependendo, apenas, de uma conscientização por parte das autoridades federais responsáveis pela ANEEL e pelo Ministério quanto as vantagens inerentes à disseminação da descentralização da geração. São exemplos:
 - a redução da margem de erro nas previsões de mercado de forma a incentivar as distribuidoras a adquirir os excedentes da geração distribuída, normalmente da ordem de kW, por fora dos leilões, como permite a legislação;
 - a transformação do valor de referência que permite, às distribuidoras, transferir, para a tarifa, o valor pago pela aquisição de excedente da geração distribuída, passando este valor para aquele obtido nos leilões e, não, um valor mais baixo em relação ao que o mercado regulou, inibindo a procura desta solução prevista em lei;
 - a extinção do valor de 30 MW como um limitador, valor este que influencia o cálculo dos encargos, como a TUSD e a TUST (tarifas de pedágio respectivamente para a distribuição e para a transmissão), encargos estes altamente inibidores da prática da co-geração pois inviabilizam a transferência de excedentes através das malhas de distribuição e de transmissão.
- d- A retomada de programas de conservação de energia, inteiramente ignorados pelas Autoridades do Setor Elétrico, inclusive a geração de mercado de Escos, praticamente abandonado.
- e- O fim da possibilidade para que as distribuidoras de energia elétrica possuam comercializadoras, visto que esta situação, hoje existente, não favorece a concorrência; com efeito, esta mistura de duas posições, a de operadora da distribuição e a de vendedora de energia, dá condições para que a primeira manipule, a seu favor, a negociação correspondente. Na verdade, a comercializadora deveria ser uma empresa independente de quem oferta a energia distribuída, atuando como intermediária entre ofertantes de excedentes ou de produtores independentes e consumidores livres.

Importa comentar que a comercializadora opera no mercado não regulado e, por esta razão, representa, para a distribuidora, uma concorrente, uma ameaça ao seu monopólio, isto é, ela está vendendo uma energia não regulamentada pela ANEEL; logo, o fato desta última também possuir o poder de vender energia aos seus consumidores livres externamente às limitações impostas pela regulação dá-lhe respaldo para oferecer condições diferenciadas visando evitar a presença de terceiros em sua rede, além de permitir manipulações, junto ao cliente, neste sentido. Exemplo destas ações pode ser dado pela oferta de tarifas mais baixas, na hora da ponta, com o fito de desincentivar o potencial co-gerador a implantar a sua unidade co-geradora e, como não pode fazê-la como concessionária, oferta esta tarifa reduzida através de sua comercializadora buscando burlar estas limitações; convém esclarecer que o valor assim oferecido pode ser suspenso a revelia do consumidor e este oferecimento visa somente evitar a co-geração.

Ademais, a comercializadora da distribuidora tem amplas possibilidades de dominar o seu mercado podendo gerar uma barreira para a prática da concorrência: na verdade, a distribuidora deveria se ater, exclusivamente, à venda da energia aos seus consumidores, cativos ou não, segundo os preceitos regulatórios estabelecidos e administrar a sua atuação pela melhor adequação das condições de compra da energia e de sua venda, sendo-lhe vedada a posição de interferir nas negociações entre comercializadores e consumidores livres. A competição não deveria sofrer ações impeditivas, em detrimento seja do consumidor, seja do correto uso da energia.