



Matriz energética e política de energia

Vai faltar energia no Brasil? Como resolver a atual crise envolvendo o gás natural da Bolívia? Existem alternativas viáveis? Quais, quando e a que custo? Que medidas e políticas devem ser adotadas para minimizar os problemas e garantir a suficiência energética brasileira? Essas são algumas das questões que diariamente estão presentes na imprensa e na mídia e que preocupam a todos os usuários. O artigo procura identificar soluções, fazendo uma análise da configuração atual da matriz energética brasileira e de suas fontes de suprimento e uma avaliação das condicionantes e premissas para o atendimento sustentado das demandas futuras de energia do país, oferecendo subsídios para o estabelecimento de uma política nacional de longo prazo para o setor energético.

Miracyr Assis Marcato*

PANORAMA MUNDIAL

As constantes crises políticas, o agravamento das tensões internacionais em várias regiões do globo – especialmente no Oriente Médio e países produtores de petróleo e gás natural (GN) – e os desastres naturais, foram, entre outros, os fatores que, aliados a um prolongado ciclo de crescimento da economia mundial, liderado por alguns países emergentes (China) e pelos Estados Unidos, provocaram um substancial incremento do preço do barril de petróleo, hoje estabilizado num patamar superior a 70 dólares (aparentemente sem qualquer tendência de baixa em futuro próximo) e uma grande volatilidade no preço do gás natural e dos demais energéticos concorrentes ou substitutivos.

A reação às crises, por parte dos diversos países, foi diferenciada, de acordo com o próprio grau de dependência energética. Mas existe consenso geral de que a segurança de abastecimento deve ser considerada como um dos parâmetros fundamentais na formulação das políticas energéticas e se constitui mesmo, num dos elementos chave da garantia da própria soberania do país.

Os Estados Unidos, por exemplo, estabeleceram uma meta de estabilização da sua matriz energética, a médio e longo prazo (2030), limitando a dependência externa até um máximo de 33% da sua demanda total⁽¹⁰⁾, com o desenvolvimento das fontes internas de petróleo e gás, que respondem por 40% e 23% do consumo atual, respectivamente; uma relativa diminuição do uso do GN (para até 20%); o incremento à utilização do carvão mineral (até 26% da matriz) com as novas tecnologias de “carvão limpo”, CTL (coal-to-liquids), e plantas integradas de gaseificação e geração de eletricidade IGCC (ciclos combinados a gás de carvão, de menor impacto ambiental); a volta da energia nuclear (7%); e, recentemente, com o apoio à utilização de energias renováveis (7%) que incluem recursos hídricos, energia eólica, álcool e outras. A euforia da construção de centrais a GN (200 000 MW instalados desde o final da década de 1990), acentuada com a crise de energia de 2001 na Califórnia, foi arrefecida e está sendo repensada em função dos altos preços alcançados pelo GN em 2004/05 (até 8 dólares por MMBTU).

Usina Termelétrica Nova Piratininga, ciclo combinado vai gerar até 592 MW, São Paulo, SP

FOTO: ALTA VISÃO

A Europa, sem poder recorrer a um aumento substancial da produção local de energéticos (salvo Inglaterra e Noruega), foi tomada de surpresa, recentemente, com a crise deflagrada pela Ucrânia, que criou obstáculos à operação dos gasodutos que atravessam seu território, afetando, em pleno inverno, o suprimento de gás natural a partir das gigantescas reservas da Rússia, responsável por cerca de 30% do abastecimento desse insumo ao mercado europeu. O problema foi provisoriamente solucionado e os preços e fornecimentos assegurados, sem maiores impactos aos consumidores, graças à manutenção, pela Rússia, das disposições contratuais que foram respeitadas e pelo seu interesse em assegurar um fluxo constante de divisas com a monetização de uma parcela de suas reservas.

Mesmo assim, os países buscam a diversificação de seus suprimentos: a França que produz 85% de sua eletricidade a partir de centrais nucleares ampliou a importação de fontes diversas de gás natural liquefeito (GNL), hoje praticamente transformado em uma commodity, com o uso dos navios metaneiros criogênicos; a Alemanha, por seu turno, formou um consórcio para implantação de um gasoduto sob o Báltico para o transporte de até 100 milhões de m³/dia de GN russo, evitando o percurso terrestre pela Ucrânia; e a Itália está testando em escala industrial o GTL (gas-to-liquids) para produção de derivados leves, tipo nafta e óleo diesel, a partir do gás natural.

O aumento dos preços do petróleo e as crises políticas externas produziram efeitos contraditórios no Brasil: (a) viabilizaram de forma aparentemente definitiva a presença do álcool brasileiro no mercado internacional, criando a atual crise conjuntural de abastecimento interno; (b) contribuíram para aumentar substancialmente os lucros e disponibilidades da Petrobras e melhorar o balanço de pagamentos do país; (c) incentivaram a quebra dos contratos de fornecimento de GN pela Bolívia que, em lugar da pretendida renegociação de preços, está nacionalizando as suas reservas e os ativos dos

Tabela 1 - Indicadores de emissão de CO₂ - Ano 2002 ⁽²⁾

| ESPECIFICAÇÃO | BRASIL | EUA | JAPÃO | A LATINA | MUNDO |
|---|--------|-------|-------|----------|-------|
| tCO ₂ /hab | 1,77 | 19,66 | 9,47 | 1,96 | 3,89 |
| tCO ₂ /tep de OIE | 1,62 | 2,47 | 2,33 | 1,86 | 2,32 |
| tCO ₂ /10 ³ US\$ de PIB | 0,27 | 0,61 | 0,40 | 0,33 | 0,56 |
| tCO ₂ /km ² /superfície | 36 | 615 | 3.198 | 46 | 119 |

investidores e triplicando a tributação incidente sobre o gás natural fornecido ao país.

Em particular, no caso do gás natural boliviano, é lícito esperar que se alcance um desfecho para crise, dados os interesses comuns, com uma solução de compromisso que contenha os prejuízos do Brasil dentro de limites razoáveis, afora o natural desconforto causado pela mudança unilateral dos contratos.

Esses fatos contudo, obrigam a uma reflexão sobre o futuro da matriz energética brasileira e enfatizam a necessidade, além das gestões político-diplomáticas, de uma discussão técnico-econômica entre especialistas, para análise de alternativas viáveis, compatíveis com a capacidade de investimento do país e para o estabelecimento, com o apoio da sociedade, de uma política energética estável, coerente com os critérios da universalidade, disponibilidade, qualidade, suficiência, tempestividade e razoabilidade econômica. Tudo com vistas a assegurar o crescimento sustentável do país, evitando a duplicação de investimentos na constante substituição de energéticos e nas modificações de planos, que oneram e comprometem a competitividade da indústria nacional e afetam a todos os demais consumidores.

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

Dentre os objetivos da política energética, como dito, estão, além dos custos, a manutenção, por uma questão de segurança e de balanço de pagamentos, de um nível ra-

zoável de auto-suficiência e uma diversificação de fontes de suprimento, minorando os efeitos da sazonalidade e a dependência exagerada de um único ou de poucos energéticos que poderiam deixar os consumidores vulneráveis a choques de preços, como os ocorridos recentemente, ou a riscos de interrupções de fornecimento no curto prazo e escassez sistêmica no longo prazo.

Embora a maior parte da energia demandada pelo país continue por largo tempo a ser suprida majoritariamente pelas fontes primárias atualmente em uso, deveriam ser igualmente incentivadas, através de recursos orçamentários (o que já vem sendo feito de forma incipiente), as pesquisas e o desenvolvimento de energias alternativas, buscando incorporar os avanços das tecnologias emergentes. São elas: solar, eólica, biomassa, biodiesel, cogeração, o GTL, a gaseificação e liquefação do carvão, as células de combustível, o hidrogênio, e outras. Pode-se incluir também a reavaliação da energia nuclear, considerada hoje, uma fonte “limpa” e indispensável de geração de eletricidade para muitos países, como Estados Unidos, França, Rússia, Japão, Coréia do Sul e outros onde estão funcionando usinas nucleares com

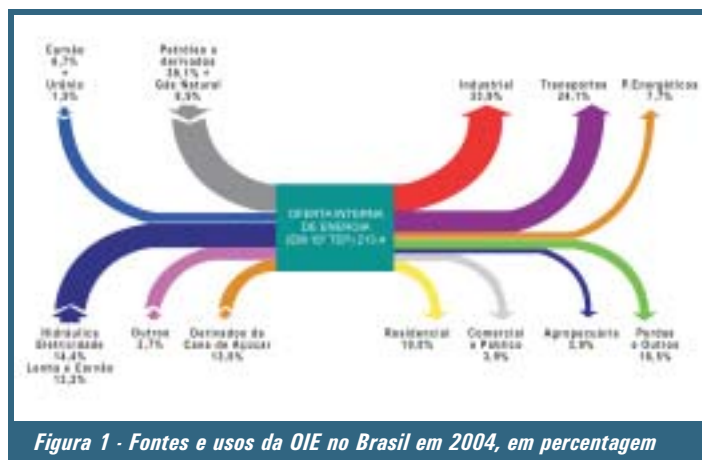


Figura 1 - Fontes e usos da OIE no Brasil em 2004, em percentagem

potência instalada total de cerca de 350 000 MW.

Um dos problemas cruciais da questão energética reside na obtenção dos recursos que possam assegurar a construção das obras requeridas, em ritmo compatível com o acréscimo da demanda. Para tanto é indispensável que o negócio da energia seja capaz de atrair os fundos necessários, mediante regras estáveis, garantia de pagamentos, mitigação de riscos e um retorno suficiente que remunere adequadamente o investimento, seja ele público ou privado, pois a regra é válida para ambos. É essencial que haja competência administrativa, eficiência produtiva, transparência de custos e aderência à realidade técnico-econômica do mercado, com foco definido na maximização de resultados, tanto para o investidor como para o consumidor, evitando a dispersão de recursos técnicos, humanos e econômicos, sempre escassos e caros.

Contrariamente aos setores de petróleo, comunicações e mesmo do álcool, que estão atraindo os investimentos privados requeridos para o seu desenvolvimento, o setor elétrico ainda padece de restrições, principalmente na área da geração, sendo preocupante o êxodo dos investidores externos verificado ultimamente (termelétricas, distribuição etc.), trazendo como consequência uma tendência de retorno à estagnação do setor, sabidamente carente de recursos.

Na questão ambiental, é necessário buscar compatibilizar com clareza e responsabilidade o suposto dilema entre proteção ambiental e produção de energia, com a utilização dos créditos ambientais de que o país é detentor e com o aproveitamento racional e adequado dos recursos naturais e reservas existentes no país, incluindo os recursos hídricos, que são fontes de energia e de sobrevivência da população, abundantes mas não infinitas. Desperdiçá-las é comprometer o presente e o futuro do país.

A título de lembrança a tabela 1 fornece os dados médios de emissão de

Tabela 2 - Comparação da intensidade energética entre o Brasil e o mundo

| | BRASIL ⁽²⁾ | EUROPA ⁽³⁾ | AMÉRICA DO NORTE ⁽³⁾ | MUNDO ⁽³⁾ |
|----------------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------------|----------------------|
| OIE milhões de tep | 213,4 | 1.661 | 2.915 | 9.622' |
| PIB bilhões US\$ | 605 | 8.906 | 10.202 | 30.299 |
| População milhões ⁽¹⁾ | 181,6'' | 377,3 | 307,2 | 5.978,4''' |
| tep/per capita | 1,17 | 4,40 | 9,49 | 1,61 |
| PIB/per capita US\$ | 3.330 | 23.605 | 33.209 | 5.068 |
| tep/1000 US\$ de PIB | 0,32 | 0,19 | 0,29 | 0,32 |

(1) UN-E.99 XIII9 - Population in 1999 and 2000 - All Countries - (2) MME-BEN 2005 - (3) EIA-International Energy Outlook 2001 - (*) (2004) Consumo mundial de energia 10.224 milhões de tep - (2006) População Estimada - (**) Brasil (IBGE) 185,8 milhões - (***) Mundo 6,5 bilhões

CO₂ um dos gases que contribuem para formação do efeito estufa, mostrando a posição privilegiada da matriz brasileira, comparada com o resto do mundo - o que não invalida a necessidade de coibir a poluição em focos localizados nos aglomerados urbanos e industriais e no combate às queimadas no campo e na floresta.

OFERTA INTERNA DE ENERGIA - FONTES E USOS

No mundo, o consumo de energia primária em 2004, alcançou 10 224 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), dividido basicamente entre: petróleo (37%), carvão (27%), gás natural (24%), hidreletricidade (6%) e energia nuclear (6%)⁽¹²⁾, sendo os maiores consumidores os Estados Unidos (22,8%), China (13,6%), Rússia (6,5%), Japão (5%) e Alemanha (3,2%).

No Brasil, a Oferta Interna Bruta de Energia (OIE), no ano de 2004, alcançou 213,37 milhões de tep, incluindo: petróleo (39,1%), biomassa (29,4%), hidreletricidade (14,4%), gás natural (8,9%), carvão (6,7%), nuclear e outras (1,5%), para um consumo final de 191,13 milhões de tep, o que representa um índice energético de 1,17 tep/capita, contra 4,40 tep/capita na Europa, 9,49 tep/capita nos Estados Unidos e 1,61 tep/capita como média mundial⁽⁹⁾, conforme gráfico da figura 1 e tabela 2.

Por setores, os maiores consumidores de energia no Brasil foram: indústria, 37,8% (da qual a energia-intensiva 54,3%); transporte, 26,9%; residencial, 11,2%; setor energético, 8,6%; uso não energético, 6,8%; comércio e público, 4,4%; agropecuário, 4,3%.

A importação do país representou em 2004, cerca de 13% da oferta interna de energia (OIE), compreendendo principalmente petróleo leve, gás natural, GLP, carvão metalúrgico e eletricidade (Itaipu) e o restante (87%) foi produzido localmente.

Desse total de OIE, 56% foi proveniente de fontes não renováveis (petróleo, gás natural, carvão e urânio), e 44% foi originado de fontes renováveis (hidráulica, lenha, carvão vegetal e derivados da cana), contra 13,6% de média mundial e apenas 6% nos países desenvolvidos⁽²⁾.

Em São Paulo, a oferta interna de energia (OIE) alcançou 60,9 milhões de tep, equivalente a cerca de 29% de toda a oferta nacional de 2004, e a proporção verificada foi de 50,4% de "Energia Não Renovável" e 49,6% de "Energia Renovável", respectivamente⁽¹⁵⁾.

O modesto consumo energético (tep/capita) do Brasil, se comparado com o resto do mundo, é compatível com a baixa produção de riquezas do país (PIB de 3 330 dólares/capita, em 2004) causada pela exclusão da atividade econômica de uma parcela ponderável da população, marginalizada pela falta de emprego, saúde, educação e pela insuficiência de investimentos (média de 18,9% do PIB desde 2000). Na raiz dessa carência de recursos para investimentos em produção e infra-estrutura está o crescente déficit do governo, antes financiado com inflação e agora, com juros exorbitantes que atraem os capitais especulativos mas que, ao lado da elevada carga tributária, corroem a poupança disponível e aumentam a dívida pública do país.

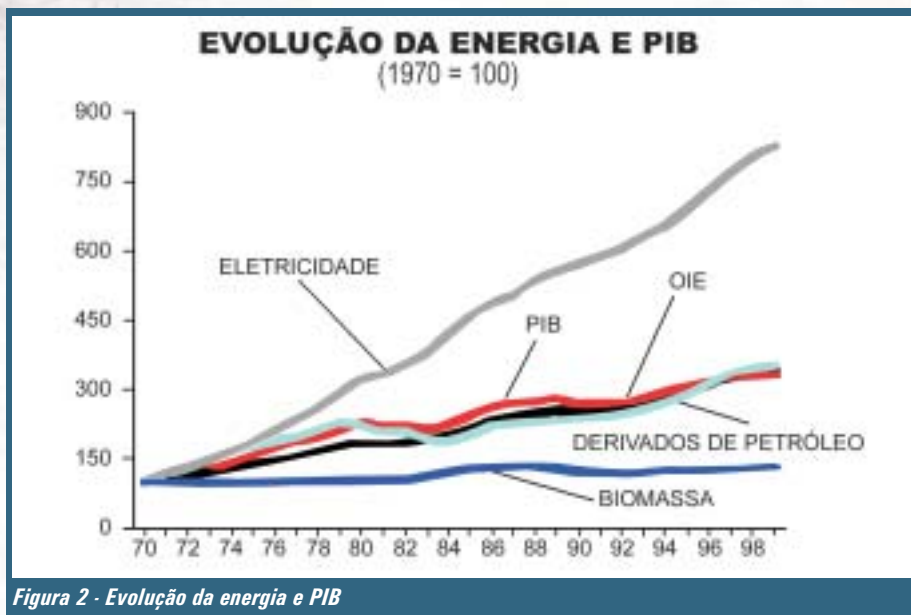


Figura 2 - Evolução da energia e PIB

Em relação à evolução da oferta de energia no Brasil, observa-se que de 1970 a 2004 a economia brasileira cresceu a uma taxa de 4% ao ano e a oferta interna de energia (OIE) apresentou um desempenho similar (3,5% ao ano)⁽²⁾, com uma elasticidade-renda OIE/PIB de 0,87, contra 1,69 da eletricidade, conforme apresentado na figura 2.

Para que o Brasil possa alcançar os atuais padrões europeus em 2030, o PIB do país deveria apresentar um crescimento de 7,6% ao ano e a oferta de energia, 4,6% anuais. Para que isso só ocorra em 2040, o PIB deveria crescer pelo menos 5,7% a.a. e a OIE 3,5% a.a., com elasticidades OIE/PIB de 0,6 o que implica em quadruplicar a oferta per capita de energia e aumentar significativamente a eficiência no seu uso.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

No que tange à eficiência energética, a mesma resulta, normalmente, da conjugação de dois vetores: (a) a eficiência técnica que busca maximizar o aproveitamento calórico do energético, minimizando as perdas físicas em toda a cadeia de produção; (b) a eficiência econômica que procura reduzir o conteúdo energético por unidade de PIB ou seja, obter o máximo de produção de riqueza ou de valor agregado, por unidade de energia, que é conseguido com pesquisa e inovação tecnológica aplicada.

A comparação da evolução de eficiência entre Brasil e Estados Unidos, permite identificar duas situações distintas: (a) de 1970 a 2004 o PIB brasileiro cresceu 275% e o consumo de energia aumentou em 207%, ocasionando uma redução da relação tep por 1 000 dólares de PIB de 0,39 para 0,32 com um razoável aumento da eficiência econômica no uso da energia⁽²⁾; (b) por outro lado, desde 1973, a economia americana cresceu 126%, enquanto o consumo energético subiu apenas 30%, demonstrando os enormes ganhos obtidos pela mesma, fruto principalmente da inovação tecnológica, pois embora mais “energívora” (0,29 tep por dólar) do que a européia (0,19 tep por dólar) e enfrentando, ainda hoje, uma deficiência de oferta de energia, estimada em cerca de 20% pela NEPD⁽⁷⁾, conseguiu produzir um PIB per capita seis vezes maior que a média mundial.

Um indicador do grau de avanço da inovação tecnológica é o registro anual de patentes do país: em 2005, segundo os jornais, o Brasil ficou em 6.º lugar entre os emergentes – Coréia do Sul (4 747), China (2 452), Índia (648), Cingapura (438) África do Sul (336), Brasil (283) e no 27.º lugar na classificação geral, onde se destacam: Estados Unidos (45 111) patentes, Japão (25 145), Alemanha (15 870), França (5 522), Grã-Bretanha (5 115).

Os Estados Unidos planejam diminuir a sua intensidade energética atu-

al (0,29 tep por 1000 dólares de PIB) em cerca de 1,8% ao ano⁽³⁾ para alcançar uma redução de mais de 40% até 2030, aumentando a eficiência, com um conjunto coordenado de medidas e incentivos fiscais e econômicos que já começam a mostrar resultados. Isto poderia ser feito também no Brasil que apresenta importantes potenciais de economia de energia final, segundo informa o Balanço de Energia Útil do MME⁽²⁾, através de uma ação conjunta e coordenada do governo, indústria e sociedade, com a promoção e implementação de políticas de eficiência energética e de proteção ambiental e investimentos em pesquisa e inovação tecnológica, especialmente: (a) no segmento de força motriz do setor de transportes onde os rendimentos ainda são baixos e variam de 0,29 para o gás natural a 0,45 para o óleo diesel; (b) no segmento de calor de processo dos setores industrial e energético, onde os rendimentos variam de 0,55 para o carvão e lenha até 0,97 para a eletricidade; (c) no segmento de aquecimento direto dos setores residencial e industrial, onde os rendimentos variam de 0,50 a 0,80 para a energia elétrica; 0,50 a 0,80 para o GN, diesel e OC (óleo combustível); 0,45 a 0,85 para carvão e coque; 0,15 a 0,80 para lenha, produtos da cana e carvão vapor; (d) também na geração de eletricidade haveria possibilidade de ganhos em eficiência térmica dos atuais 36% das centrais públicas e 41% dos autoprodutores⁽²⁾ com o fechamento dos ciclos combinados nas centrais a GN, que podem alcançar, hoje, rendimentos da ordem de 60% e no maior uso da cogeração que supera 80% (embora existam apenas 1 284 MW de cogeração qualificada pela Aneel no país); (e) na questão da eficiência do uso de capital que encarece o custo da energia na razão direta da capacidade ociosa das plantas, como é o caso do parque térmico nacional – 22 000 MW –, cujo fator de carga médio em 2004 foi de apenas 35% contra 53% do parque hidrelétrico – 71 400 MW –, apontando para potenciais de melhora em ambos, com despacho e armazenamento hidrotérmico coordenados, a incorporação de maior número de autoprodutores e de geradores isolados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e a utilização de

usinas térmicas bicompostíveis para complemento das fontes sazonais ou no caso de eventual escassez de algum dos energéticos empregados.

RESERVAS ENERGÉTICAS

Na formulação de uma política energética coordenada, de longo prazo, que assegure ao Brasil um índice confortável de auto-suficiência e custo razoável dos energéticos, a composição futura da matriz não poderá deixar de levar em consideração, em primeiro lugar, uma ação de desenvolvimento conjunto dos potenciais de que o país dispõe e em forma complementar, as possibilidades de intercâmbios energéticos com os países vizinhos, como já vem sendo feito tanto no setor elétrico, pelas interconexões existentes com Argentina, Uruguai, Paraguai, Venezuela, como no setor do gás natural, com Argentina e Bolívia e no futuro com Peru (Camiséa) e Venezuela, tendo presente eventuais dificuldades conjunturais e em função, como é natural, das reservas, preço, condições de mercado, segurança dos contratos, vulto e garantia de retorno dos investimentos requeridos pelos eventuais empreendimentos de interesse comum. O panorama atual das reservas brasileiras apresenta o seguinte quadro em comparação com a situação energética mundial:

Petróleo e derivados

No mundo, as reservas provadas de petróleo alcançaram 1 187 bilhões de barris (2004), índice R/P (reservas sobre produção) de 40,5 anos, concentradas no Oriente Médio (62%), Europa/Eurásia (12%), África (9%), América do Sul e Central (8%) – das quais a Venezuela detém 77 bilhões de barris –, América do Norte (5%) e Ásia (4%). A produção mundial de petróleo em 2004 ficou em torno de 80 milhões de barris/dia (37% de toda energia primária utilizada) cujos maiores consumidores foram: Estados Unidos, 20,5 MM b/d (25%); Europa, 20 MM b/d (24%); China, 6,7 MM b/d (8,2%); e Japão, 5,3 MM b/d (6,5%).

Reservas brasileiras: 12,3 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) correspondentes a 27% das reservas de ener-

géticos não renováveis do país⁽⁹⁾ e a 0,9% das reservas mundiais.

Produção prevista para 2006: 2 milhões de barris/dia.

Índice R/P: aproximadamente 17 anos.

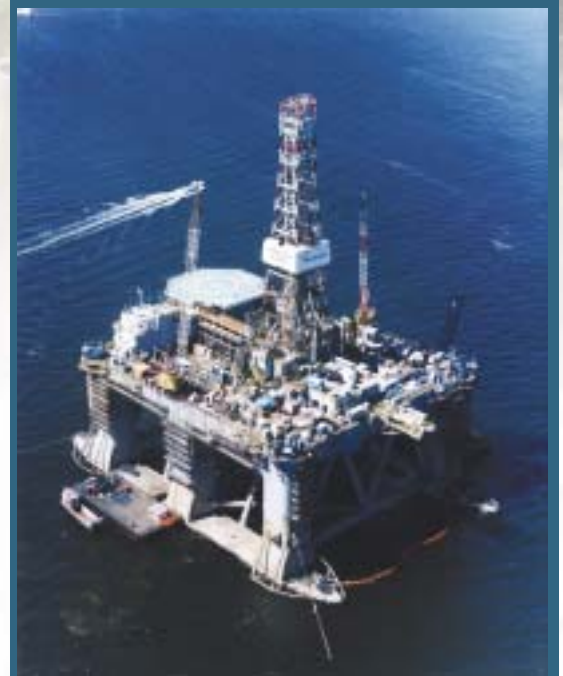
O petróleo teve como usuários do 1,84 milhão de b/d processados em 2004 os seguintes setores: transporte, 51,8%; indústria, 14,5%; usos não energéticos, 13,7%; agro e outros, 7,2%; residencial, 7,0%; setor energético, 5,8%.

O consumo dos principais derivados energéticos de petróleo e álcool em 2004 se subdividiu em: óleo diesel, 701 000 barris/dia; gasolina e álcool, 534 000 barris/dia; óleo combustível, 126 000 barris/dia; querosene de aviação, 49 000 barris/dia.

Como é de conhecimento geral, os setores mais dependentes do petróleo são: 1) O transporte pesado de cargas que usa basicamente o óleo diesel como combustível, já que até o momento só o transporte individual, com os veículos flex-fuel, dispõe de alternativas à gasolina como o álcool e o gás natural. No futuro, os veículos poderão ser abastecidos com outros energéticos, ora em testes, como biodiesel, eletricidade, hidrogênio, as células combustíveis etc. 2) As usinas termelétricas isoladas, movidas a óleo diesel, cuja alternativa seria, onde viável, a interligação via linhas de transmissão ao SIN ou a utilização de fontes diversas de energia primária como biomassa ou GN. 3) As térmicas a GN que utilizam o diesel como “back up” cujas alternativas poderiam ser: (a) o óleo combustível que tem seu consumo em queda por questões ambientais, utilizando-o em centrais próximas às refinarias, com porte suficiente para permitir a amortização de equipamentos adequados anti-poliuição de elevado custo; (b) o despacho da eventual energia previamente estocada nas hidrelétricas associadas; (c) o despacho das térmicas alimentadas por outras fontes primárias como carvão e urânio.

A solução do problema do diesel passa também pela reestruturação dos

FOTO: ARQUIVO/ENGENHARIA



Em 2006 o Brasil atingiu a auto-suficiência na produção de petróleo

transportes, setor responsável por 51,8% do consumo de petróleo no país que demanda, além do esperado engajamento da indústria automobilística mundial com a produção de veículos mais energo-eficientes e menos poluentes, a participação do Estado na renovação e manutenção das malhas viárias, de há muito deterioradas e o apoio ao desenvolvimento e recuperação dos vários modais de transporte entre os quais: ferroviário de longo curso, metroviário nas grandes cidades, os dutos de transporte de líquidos, gases e minerais, a navegação fluvial e de cabotagem.

O Brasil atingiu a auto-suficiência na produção de petróleo em 2006, situação que só poderá ser mantida no ritmo atual de exploração se as prospecções em curso propiciarem a descoberta de novos campos produtores, como diz a Petrobras em seu relatório de 2005: “As metas do Plano Estratégico da Petrobras exigem, até 2010, a entrada em operação de 15 grandes projetos de produção de óleo e de quatro de gás natural, e uma relação entre reservas e produção de 16 a 18 anos em 2010. Os volumes de óleo e gás a serem incorporados virão das atuais reservas prováveis e possíveis, daquelas em fase de avaliação exploratória e das novas descobertas”.

O parque de refino do país está sendo modernizado e ampliado, seja para atender às demandas crescentes de derivados de petróleo, seja para aproveitamento dos óleos pesados de produção nacional, inclusive para produção de insumos petroquímicos no novo pólo a ser implantado no Estado do Rio de Janeiro. O mesmo ocorre com a rede de transporte e armazenamento: os oleodutos e polidutos – alguns com cerca de 40 anos de uso (Osbat) que por mais de uma vez causaram elevados danos ecológicos às praias e à Mata Atlântica (São Sebastião). As dificuldades políticas e ambientais também têm comprometido a implantação de novos oleodutos obrigando à movimentação da produção por meios marítimos que podem agravar o risco de desastres ambientais nas operações de descarga no Estado de São Paulo, principal consumidor e sede do maior conjunto de refinarias do país.

Gás natural

É um energético “nobre”, ambientalmente amigável, de elevado poder calorífico, que pode ser transportado desde as fontes de produção remotas até os centros de consumo, de distintas maneiras: (a) como GN, através de gasodutos, ou comprimido, em carretas (GNC); (b) transformado em hidrocarbonetos sintéticos líquidos (GTL), ou seja, nafta, metanol, amônia, diesel sintético etc.; (c) transformado em energia elétrica em centrais de ciclo combinado (gás/vapor) ou em ciclo simples: turbinas a gás natural e transportado, via linhas de transmissão: kWh; (d) liquefeito, à baixa temperatura (GNL).

Contrariamente ao gás de petróleo (GLP) que é formado basicamente de butano e pode ser liquefeito à temperatura ambiente, mediante compressão, o gás natural que contém principalmente metano, deve ser refrigerado até -161°C para poder ser transportado, no estado líquido, em carretas ou navios metaneiros criogênicos.

As reservas mundiais de GN se equiparam às do petróleo, em cerca de 161 bilhões de tep (2004), índice R/P de 66,7 anos, localizadas principal-

mente no Oriente Médio (41%), Europa e Eurásia (36%) – das quais a Rússia detém 75% –, Ásia (8%), África (8%), América do Norte (4%), América do Sul e Central (4%) – onde a Venezuela possui 4 220 bilhões de m³ –, a Bolívia 890 bilhões de m³, a Argentina 610 bilhões de m³ e o Brasil cerca de 400 bilhões de m³.

A produção mundial de GN em 2004 alcançou a média de 6 600 milhões de m³/dia (24% de toda energia primária) sendo os maiores consumidores: a Europa 3 036 MM m³/dia (41%), os Estados Unidos 1 772 MM m³/dia (24%) e o Japão 198 MM m³/dia de GNL (2,7%).

As reservas brasileiras, 2,6 bilhões de barris de óleo equivalentes (boe)⁽⁹⁾, respondem por 5% das reservas de energéticos não renováveis do país. Índice R/P (reservas sobre produção): aproximadamente 19 anos⁽⁹⁾.

Produção realizada em 2005: 48 milhões de m³/dia (307,2 mil bep/d).

Queima, reinjeção, consumo em Exploração & Produção (45%): 21,6 milhões de m³/dia.

Produção nacional disponível (55%): 26,4 milhões de m³/dia.

Importação média em 2005: 24,6 milhões de m³/dia.

Total disponível: 51,4 milhões de m³/dia⁽⁸⁾.

Consumo interno Petrobras: 7,0 milhões de m³/dia.

Total disponível para o mercado: 44,4 milhões de m³/dia.

Consumo diário de GN, por segmentos de mercado, em mil m³/dia⁽¹⁴⁾, ver tabela 3.

Com o incremento da produção (Santos, Espírito Santo e Bahia), a oferta disponível para o mercado poderá ser acrescida de 20/30 MM



Estação de compressão de gás em Biguaçu (SC)

FOTO: FERNANDO BERGAMASCHI/PETROBRAS

m³/dia, dependendo do grau de aproveitamento dos poços, mas o índice R/P cairá consideravelmente na ausência de novas descobertas de GN, dado que as atuais reservas brasileiras são ainda bastante modestas.

Outros 20 milhões de m³/dia poderiam provir da Bolívia em futuro próximo, com a ampliação do Gasbol. Mas os investimentos foram suspensos pela Petrobras em virtude das atuais dificuldades, resultantes da quebra de contratos e das mudanças da legislação naquele país, que causam perplexidade no mercado, tanto sobre a segurança do suprimento de GN (cujos preços internos aumentaram 42% desde setembro de 2005) como sobre a própria participação futura do GN na matriz brasileira. Uma situação que leva alguns consumidores industriais, especialmente no Sul, a buscar alternativas ao GN (lenha, turfa, carvão e diversos tipos de biomassa).

A manter-se o impasse, o país deverá dosar, seletivamente, a demanda de GN e recorrer ao GNL, com a construção de plantas terrestres junto aos por-

Tabela 3 - Consumo diário de GN, por segmentos de mercado, em mil m³ dia⁽¹⁴⁾

| SEGMENTO | JAN/06 | JAN/05 | TX. VARIACÃO |
|---------------|----------|----------|--------------|
| Industrial | 24.720,9 | 23.153,5 | 6,77% |
| Automotivo | 5.561,2 | 4.660,3 | 19,33% |
| Residencial | 591,2 | 513,6 | 15,11% |
| Comercial | 505,3 | 671,1 | -24,71% |
| Ger. Elétrica | 11.434,3 | 13.708,1 | -16,59% |
| Média | 42.812,8 | 42.706,6 | 0,25% |

tos marítimos, onde podem ser associadas a usinas de cogeração de eletricidade e de frio/calor industrial, permitindo maximizar os rendimentos e diversificar as fontes de suprimento de GN em benefício da segurança de abastecimento, sempre que os preços do GNL sejam competitivos com outros energéticos.

Com o barril de petróleo a mais de 70 dólares (aproximadamente 12 dólares/MMBtu) cresce a relação custo/benefício do GN para uso direto, substituindo derivados como gasolina e óleo combustível e reduzindo as necessidades de refino, salvo pelo problema estrutural do abastecimento do diesel que tecnicamente, também pode ser solucionado.

Na geração de eletricidade através das UTE's, o GN, embora útil para estabilização dos níveis dos reservatórios (e para evitar a volatilidade sazonal de preços, além de exigir menores investimentos em linhas de transmissão), oferece, na melhor das hipóteses, um rendimento líquido de 55-60% (ciclos combinados) nos bornes de saída das usinas, ulteriormente reduzido pelas perdas de transporte até o consumidor final, até 5% nas linhas de transmissão e cerca de 10-12% na distribuição – embora algumas distribuidoras ainda apresentem perdas bem maiores (30%) devidas não só a problemas de rede, administração e medição, mas a desvios e furtos de energia.

Alguns dos problemas pendentes relativos à indústria ao GN no Brasil:

- 1) A lei do GN ainda não foi aprovada e existem duas versões em discussão no Congresso que divergem sobre o papel monopolista da Petrobras no transporte do GN e várias questões regulatórias.

- 2) A criação do operador nacional do gás (ONG) foi aparentemente descartada e suas funções delegadas à ANP, que deverá administrar a programação do suprimento de GN às distribuidoras e usinas térmicas, efetuando o balanceamento do sistema e o despacho hidrotérmico coordenado com o ONS do setor elétrico. Nos sistemas maduros, como o americano, são utilizadas duas ferramentas

principais para estabilização de preços, atendimento de variações imprevistas de demanda, prevenção de penalidades dos contratos “take or pay”, acidentes com os sistemas de suprimento, redução do “flaring” elevado (queima), problemas de logística de transporte de GN e GNL, a saber: (a) plantas de liquefação de GN tipo “peak shaving” (62 plantas de ponta) e plantas-satélite (45 plantas distantes) com capacidade combinada de armazenagem temporária de GNL de 92 Bcf (2 600 milhões de m³); (b) estocagem subterrânea de GN como reserva estratégica, em 415 diferentes locais, com capacidade útil de 3,9 Tcf (usando 50% da capacidade do reservatório) ou aproximadamente 18% do consumo anual (60 dias) do país, e uma capacidade combinada de retirada diária de 2 200 milhões de m³, contra um consumo médio da ordem de 1 700 milhões de m³/dia.

- 3) Como o Brasil não dispõe de sítios conhecidos e adequados para a estocagem subterrânea, salvo a capacidade útil dos próprios gasodutos, cogitou-se no armazenamento “virtual” do GN, como energia potencial nos reservatórios hidrelétricos por meio do despacho hidro-térmico coordenado das respectivas usinas e uso do SIN (Sistema Interligado Nacional) para o intercâmbio de energia. A capacidade de armazenamento dos atuais reservatórios hidrelétricos brasileiros equivale a cerca de 170 TWh. Uma cota de 10% deste valor permitiria acumular a energia correspondente a 5 bilhões de m³ de gás natural, ou seja, aproximadamente 50 dias de um consumo de 100 milhões de m³/dia o que otimizaria e flexibilizaria a operação interligada gás-eletricidade, aumentaria a energia firme das hidrelétricas e melhoraria o fator de carga das termelétricas, diminuindo os custos da energia gerada. A valoração dos estoques, divisão dos riscos e receitas poderia ser feita no âmbito da CCEE mediante uma oportuna regulação a ser estabelecida pelo MME através das Agências e participação do ONS.

- 4) Na questão dos investimentos, segundo a Petrobras⁽¹⁰⁾, para um consumo de 100 MM m³/dia previsto em

2010, haverá necessidade de expandir as redes de transporte, dos atuais 7 600 quilômetros para 16 100 quilômetros, com investimentos de 4 a 6 bilhões de dólares, e as redes de distribuição de 11 000 quilômetros para 14 100 quilômetros, com investimentos de 10 a 14 bilhões de dólares, respectivamente.

- 5) Em virtude de diversos problemas, inclusive ambientais, a construção dos gasodutos (Nordeste, Manaus, Porto Velho, interligação Norte-Sul, Uruguai - Porto Alegre) está semiparalisada ou segue em ritmo lento.

- 6) A construção das redes de distribuição, de competência estadual, emperra na crônica falta de recursos para os investimentos necessários. O sistema brasileiro dispõe de cerca de 7 600 quilômetros de gasodutos e 11 000 quilômetros de redes de distribuição numa relação 1:1,44 entre gasodutos e redes. Comparativamente, a Argentina detém um sistema de gasodutos de 12 657 quilômetros e uma rede de distribuição de 105 701 quilômetros (1:8,3) para um consumo diário de cerca de 80 MM m³ e os Estados Unidos, 485 000 quilômetros de gasodutos e 1 777 400 quilômetros em redes de distribuição (consumo 1 772 MM m³/dia), com uma relação: km de redes x km de gasodutos de 3,66.

- 7) Na Argentina, que é um mercado maduro, apenas o GN para os setores residencial e industrial é fornecido mediante contratos “firmes”, devido à ausência ou alto custo de alternativas para os consumidores. O GN para as termelétricas é considerado “interrupível” e as mesmas são obrigadas a utilizar turbinas bicombustíveis com “back up” de outro energético (óleo, diesel etc.) para as épocas de maior demanda (inverno).

- 8) No caso brasileiro, com alguns mercados semimaduros como Rio e São Paulo e muitos mercados incipientes, a extensão das redes para as residências será ditada pela evolução do mercado, pela efetiva disponibilidade de GN (de momento posta em cheque pela situação na Bolívia) e pela competitividade com o GLP, hoje, um energético confiável, abundante no mercado internacional, facilmente trans-

portável e estocável, com uma penetração superior a 95%, através de uma eficiente rede capilar de distribuição que abrange todo o país e o entrega à domicílio a cerca de 33 dólares por milhão de BTU, valor bastante inferior à eletricidade e ao gás natural residenciais.

Carvão e energia nuclear

As reservas mundiais de carvão atingem 909 bilhões de toneladas (2004) concentradas principalmente nos Estados Unidos (27,1%), R/P de 245 anos; Rússia (17,3%), R/P de mais de 500 anos; China (12,6%), R/P de 59 anos; Índia (10,2%), R/P 229 anos; Austrália (8,6%), R/P 215 anos. O consumo mundial de carvão em 2004 atingiu 2 778 milhões de tep (27% da energia total) sendo os principais utilizadores a China (34,4%), os Estados Unidos (20,3%), a Europa (19,3%), a Índia (7,4%) e o Japão (4,3%).

As reservas brasileiras de carvão mineral alcançam 32,3 bilhões de toneladas, R/P de mais de 500 anos – que equivalem a $2\,757 \times 10^6$ tep e representam 47% das reservas de energéticos não renováveis do país. São constituídas principalmente de carvões de baixo poder calorífico e elevado teor de cinzas, concentradas nos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, que se prestam à utilização na boca da mina ou proximidades, principalmente para a queima direta ou geração termelétrica, como já vem sendo feito nas centrais de Capivari (SC) e Candiota (RS).

Em 2004 o Brasil utilizou 2,15 milhões de tep de suas reservas (15%) e importou 11,83 milhões de tep (85%) de carvões de alta qualidade para a indústria siderúrgica. Nos recentes leilões de fontes alternativas de eletricidade, as duas térmicas a carvão de há muito projetadas, Jacuí (350 MW) e Candiota III (350 MW) no Rio Grande do Sul, tiveram sua energia adquirida e devem entrar em funcionamento em 2009 e 2010, respectivamente, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE)⁽¹¹⁾.

A produção mundial de eletricidade de origem nuclear, em 2004, atingiu um montante de 624,4 milhões de tep (6,1% do total) sendo os maiores consu-

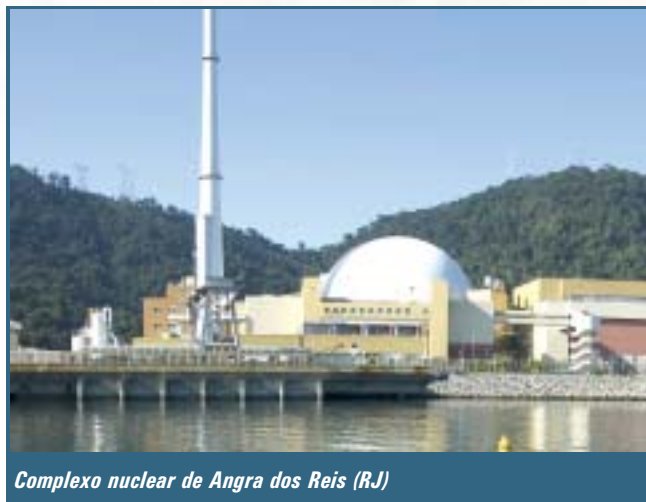
midores: Estados Unidos (30,1%), França (16,2%), Japão (10,4%), Alemanha (6,1%), Rússia (5,2%) e Coreia do Sul (4,7%).

As reservas de urânio do Brasil são equivalentes a $1\,236 \times 10^6$ tep, respondendo por 21% do estoque de energéticos não renováveis do país e a 4% das reservas mundiais, estimadas em $3\,537 \times 10^3$ t (ocupando o 8.º lugar).

O Brasil também domina o ciclo de enriquecimento de urânio para fins pacíficos com centrífugas de projeto e fabricação próprios, estando em condições de disputar um mercado de 5 bilhões de dólares ao ano, hoje dominado por poucos concorrentes: Rússia, Estados Unidos, França, Consórcio Urenco (Inglaterra, Alemanha, Holanda), Japão e China. Inicialmente a produção nacional de urânio enriquecido será destinada a alimentar parcialmente as usinas de Angra 1 e Angra 2 (2 007 MW) e no futuro Angra 3, cujos equipamentos de há muito foram adquiridos e deveriam ser montados, a custos razoáveis, no mesmo local das anteriores, partilhando a infra-estrutura existente de serviços, administração de riscos e destinação de resíduos.

A utilização dessas grandes reservas de carvão e urânio têm sido inibida em virtude dos custos econômicos e ambientais respectivos e dos preços do petróleo e energéticos concorrentes, que frearam até agora a incorporação das novas tecnologias para sua correta utilização mas poderiam ser uma alternativa ou uma complementação do GN, na geração térmica necessária para assegurar a energia firme das hidrelétricas e demais fontes que irão suprir a demanda futura de eletricidade do país.

Resumindo: as principais reservas inventariadas de energéticos não renováveis no Brasil, suficientes para suprir o equivalente a cerca de 50% da OIE de 2004, por mais de 50 anos, se



Complexo nuclear de Angra dos Reis (RJ)

FOTO: DIVULGAÇÃO/ELTRONUCLEAR

exploradas racionalmente, são, em ordem crescente: gás natural, 324×10^6 tep = 5%; urânio, $1\,236 \times 10^6$ tep = 21%; petróleo, $1\,590 \times 10^6$ tep = 27%; carvão, $2\,757 \times 10^6$ tep = 47%; total, $5\,907 \times 10^6$ tep = 100%.

Energia hidráulica, biomassa e outras renováveis

Além de possuir 12% das reservas mundiais de água potável, o Brasil dispõe de 144 GW de potência firme (total de 260 GW inventariados) como reserva de energia motriz de origem hidráulica, da qual apenas uma parcela equivalente a 25% está sendo utilizada. Embora criticadas por alguns, as barragens hidrelétricas, imprescindíveis do ponto de vista energético, se corretamente projetadas e posicionadas, desempenham outras funções úteis à vida das pessoas e ao progresso do país, além da geração de energia limpa que alimenta a riqueza da nação. Seja regularizando e retendo as vazões dos rios, melhorando a sua navegabilidade, evitando o desperdício e fornecendo água para consumo e irrigação, como também propiciando condições de desenvolvimento da piscicultura, do turismo, do lazer, de emprego e renda para as populações ribeirinhas (e indiretamente para toda a população).

Da mesma forma, no tocante à biomassa, responsável por cerca de 30% da oferta interna de energia (OIE), a área de cultivo atual no Brasil abrange 62 milhões de hectares (ha) para uma pro-

Tabela 4 - Empreendimentos de geração em operação no Brasil

| TIPO | | CAPACIDADE INSTALADA | | | TOTAL | | % |
|-----------------------|----------------|----------------------|----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| | | Nº DE USINAS | MW | % | Nº DE USINAS | MW | |
| Hidro | | 600 | 71.395 | 70,17 | 600 | 71.395 | 70,17 |
| Gás | Natural | 72 | 9.887 | 9,72 | 98 | 10.813 | 10,63 |
| | Processo | 26 | 926 | 0,91 | | | |
| Petróleo | Diesel | 499 | 3.456 | 3,40 | 517 | 4.620 | 4,54 |
| | Óleo | 18 | 1.164 | 1,14 | | | |
| Biomassa | Bagaço de cana | 222 | 2.286 | 2,25 | 263 | 3.299 | 3,24 |
| | Licor negro | 13 | 783 | 0,77 | | | |
| | Madeira | 24 | 204 | 0,20 | | | |
| | Biogás | 2 | 20 | 0,02 | | | |
| | Casca de arroz | 2 | 6 | 0,01 | | | |
| Nuclear | | 2 | 2.007 | 1,97 | 2 | 2.007 | 1,97 |
| Carvão Mineral | | 7 | 1.415 | 1,39 | 7 | 1.415 | 1,39 |
| Eólica | | 10 | 28 | 0,03 | 10 | 28 | 0,03 |
| Importação | Paraguai | | 5.650 | 2,33 | | 8.170 | 8,03 |
| | Argentina | | 2.250 | 5,85 | | | |
| | Venezuela | | 200 | 0,17 | | | |
| | Uruguai | | 70 | 0,10 | | | |
| Total | | 1.497 | 101.747 | 100 | 1.497 | 101.747 | 100 |

dução de cerca de 130 milhões de toneladas de grãos e 413 milhões de toneladas de cana (2005/6). Existem disponíveis outros 200 milhões de ha, (sem afetar a Amazônia legal), dos quais, 90 milhões de ha são aptos para agricultura. Os restantes são aptos para pastagens naturais ou cultivadas, que abrigam atualmente cerca de 200 milhões de cabeças de gado. Na hipótese de utilização integral, a área abrangida pela agropecuária poderia ocupar, ao final, 2 620 M km² ou cerca de 31% do território nacional, sem agredir o meio ambiente ou comprometer a cobertura vegetal permanente do país.

O álcool que está se transformando numa valorizada commodity de exportação (2,5 bilhões de litros em 2005

e 10 bilhões em cinco anos) deverá ampliar a sua presença na matriz energética brasileira, suprimindo uma parcela considerável da demanda automotiva que deverá conviver com a natural sazonalidade dos preços desse energético utilizando as alternativas propiciadas pelos veículos “flex-fuel” e sem maior prejuízo aos consumidores.

Importante também é a presença da energia eólica, da qual o país dispõe de um grande potencial que começa a ser utilizado (208 MW em construção e 5 223 MW outorgados), fato que também vem ocorrendo em países desenvolvidos como Alemanha, Estados Unidos e outros. Isso permite assegurar que as energias renováveis e limpas, continuarão a ter um papel fun-

damental no atendimento da futura OIE, podendo suprir, com tranquilidade, os 50% restantes da matriz energética do país pelas próximas décadas, criando e mantendo um paradigma diferenciado de suprimento das demandas do setor, inédito na comunidade internacional.

Energia elétrica

A eletricidade está assumindo cada vez mais a função de vetor principal de suprimento das necessidades energéticas que asseguram o crescimento sustentado dos países e a competitividade de suas economias pelas suas características de confiabilidade, eficiência, disponibilidade, proteção ambiental além da rapidez na recuperação de falhas e capacidade de transferência instantânea de grandes blocos de energia, propriedade que nenhuma outra forma de energia, atualmente em uso, possui.

Essa função deverá se manter e ampliar no futuro, independentemente de quais forem as fontes primárias de energia utilizadas, sejam elas renováveis (hídrica, biomassa, eólica, solar) ou não renováveis tradicionais (petróleo, carvão, gás, fissão nuclear) ou a serem desenvolvidas (hidrogênio, fusão nuclear, marinha etc.) e tendo presente as possibilidades oferecidas com a utilização dos supercondutores, no estabelecimento de verdadeiras “artérias” ou “corredores energéticos” para o compartilhamento e a distribuição de energia.

A Europa já colocou em operação o seu pool eletro-energético como uma entidade unificada que otimiza as trocas de energia entre os diversos países-membro. Em alguns, como a Noruega, sua capital, Oslo, já tem 66% de suas necessidades energéticas supridas através da eletricidade, a partir de fontes “limpas” e renováveis, sendo essa uma tendência mundial irreversível.

Isoladamente, o setor de energia elétrica brasileiro foi responsável, em



Hidrelétricas, imprescindíveis ao desenvolvimento do Brasil

FOTO: DIVULGAÇÃO/ENERGIAS DO BRASIL

2004, pela geração, transporte e distribuição de 24,8 TWh de eletricidade dos quais 82,3% gerados por centrais estatais e 17,7% por autoprodutores, sendo 75,5% (local) + 8,8% (importação) = 84,3% de origem hidráulica (potência instalada = 69 GW – fator de carga médio: f.c. = 0,53) e 15,7% provenientes de geração térmica (potência instalada = 21,8 GW – f.c. médio 0,35 – eficiências médias de 36% a 41%)⁽²⁾. O pico de demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu 61 155 MW em 8/03/2006.

O Brasil, através de suas entidades, empresas e técnicos domina o ciclo completo de pesquisa, planejamento, projeto, fabricação, construção e operação dos empreendimentos do setor elétrico e a engenharia nacional, nas diferentes modalidades envolvidas, incorpora os últimos avanços tecnológicos, ocupando lugar de destaque entre as nações pela capacidade de produzir as grandes obras que o desenvolvimento do país reclama.

O Sistema Interligado Nacional (SIN), um dos mais importantes do mundo, operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) abrange 1 004 linhas de transmissão, num total de mais de 80 000 quilômetros de linhas de alta e extra alta tensão, 180 000 MVA de capacidade de transformação nas subestações e 535 usinas geradoras de eletricidade que representam 83% da potência instalada e 96,6% da produção de eletricidade do país. As linhas de transmissão elétrica são instalações seguras, confiáveis, de fácil manutenção e reparação (inspeção aérea), e como os demais equipamentos de geração e transformação têm um ciclo de vida que pode ser estendido a mais de 50 anos.

O Brasil, pela sua vocação hídrica, deverá se voltar para a Amazônia e interligar as grandes bacias nacionais através do SIN que deverá ser ampliado e reforçado no seu eixo Norte-Sul e posteriormente Leste-Oeste para o efetivo intercâmbio e fluxo de energia de todo o país e eventualmente para a injeção ou intercâmbios energéticos com os países vizi-

nhos. Esta deverá ser a base física da integração energética do país, tanto inter-regional como internacional.

A atual configuração do parque de usinas de geração elétrica no Brasil é dada na tabela 4 por tipo de combustível, número de usinas e capacidade instalada e inclui a potência importada de países vizinhos.

Para assegurar seu crescimento sustentável o Brasil deve enfrentar os desafios que se apresentam, a curto e médio prazo, no setor energético e que envolvem, necessariamente, o equacionamento do setor elétrico, ora sob novo modelo regulatório e as questões cruciais relacionadas com segurança de abastecimento e nível de preços da energia:

1) Mobilização dos investimentos necessários à expansão da oferta de energia. O plano decenal do governo prevê a necessidade de 40 bilhões de dólares nos próximos 10 anos ou seja de 3 a 4 bilhões de dólares ao ano como previsto nos planos anteriores. Enquanto os investimentos em linhas de transmissão têm ocorrido com razoável regularidade, com a presença da iniciativa privada e ultimamente, de empresas estatais, o mesmo acontecendo nas redes de distribuição privatizadas, na questão da geração permanece a indefinição. A Petrobras tem investido na compra de térmicas a gás, que enfrentam problemas de suprimento; as hidrelétricas leiloadas pelo modelo anterior permanecem sem definição; e o plano aposta nos megaprojetos, ainda não leiloados, com entrada em operação da primeira usina (Jirau) dentro de cinco anos (2011).

2) Na questão de preços da energia, os consumidores já vêm sendo penalizados pela elevada carga tributária e no caso específico do consumidor residencial, pelos custos da distribuição urbana. Em São Paulo, por exemplo, a energia elétrica que é adquirida pela distribuidora a 69 dólares por MWh chega à casa do consumidor a 196 dólares por MWh (com 30,5% de impostos), ou 58 dólares por MMBtu; e o GN que é entregue à distribuidora a 5 ou 6 dólares por MMBtu, chega ao consumidor a 43 dólares por

MMBtu, ou 3,39 reais por m³ (03/2006). A título comparativo, em Paris, onde o custo de vida é alto, a energia elétrica custa ao consumidor residencial, 131 dólares por MWh, dos quais 27,5% são impostos.

São esses alguns dos temas importantes que interessam ao país e que devem ser discutidos nos foros apropriados, como será o caso do Simpósio sobre a Matriz Energética a ser promovido pelo Instituto de Engenharia, para a busca de soluções técnico-econômicas viáveis e subsídios para o estabelecimento de uma política nacional de longo prazo para o setor energético brasileiro. **E**

* *Miracyr Assis Marcato* é engenheiro consultor e diretor do Departamento de Engenharia Elétrica do Instituto de Engenharia
E-mail: energo@terra.com.br

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) UN-E.99 XIII.9 – Population in 1999 and 2000: All Countries.
- (2) MME - Balanço Energético Nacional 2005 – Ministério das Minas e Energia.
- (3) EIA – Annual Energy Outlook 2006.
- (4) IEEE – Power & Energy magazine – July/August 2005 – vol. 3 – n.º 4.
- (5) ONS – Operador Nacional do Sistema.
- (6) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.
- (7) NEPD – National Energy Policy Development Group.
- (8) ANP – Agência Nacional do Petróleo.
- (9) Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A – Balanço 2005.
- (10) Cedigaz – Natural Gas in the World – 2006.
- (11) EPE – Empresa de Pesquisa Energética – Sumário Executivo – BEN 2005.
- (12) BP Statistical Review of World Energy 2005.
- (13) IBGE - Estimativas de população e estatísticas 2006.
- (14) ABEGÁS.
- (15) SERHS – Balanço Energético do Estado de S.Paulo – Ano Base 2004.
- (16) Proposta de estrutura do GN no Brasil – Prof.º Ildo Sauer.