2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

Oportunidades e Entraves ao Uso do Gás Natural na Geração de Eletricidade

Alexandre Siciliano Esposito[1]

[1] Universidade Federal do Rio de Janeiro – Instituto de Economia – Grupo de Energia, Av. Pasteur, 250, sala 22, CEP: 22290-240, e-mail: asicilianoesposito@yahoo.com.br

Resumo:

A indústria de gás natural brasileira (IGNB) encontra-se em sua fase infante, cuja necessidade de coordenação dos investimentos e usos finais do energético é condição fundamental para garantir sua eficiência econômica. Nesse contexto, por ser uma indústria de rede em construção a IGNB necessita assegurar grandes volumes de demanda firme a fim de viabilizar seu desenvolvimento num espaço de tempo e nível de aporte de recursos adequados.

Para isso, a geração termelétrica representa uma grande oportunidade em termos de um rápido desenvolvimento de mercado final para o gás. No entanto, a estrutura de oferta de eletricidade, dominada por hidrelétricas, é seu maior entrave. O custo de geração hidrelétrica é bem inferior ao termelétrico, e, conjugado a incerteza quanto à disponibilidade de energia hidrelétrica, ditada pela hidrologia, são os principais obstáculos à participação das termelétricas a gás no mercado elétrico.

Palavras-chave: indústria de rede; gás; termelétricas; hidrelétricas; hidrologia

Abstract:

The Brazilian Natural Gas Industry (IGNB) finds itself in its infancy stage, whose necessity of coordination between investments and promotion of consumption is an essential condition to ensure its economic efficiency. Therefore, for being a network industry in development, the IGNB requires a significant firm demand volume in order to promote its growth at adequate levels of investment and time length.

In that perspective, the thermal generation represents a great opportunity concerning the fast development of the natural gas market it provides. Notwithstanding, the supply electricity structure, dominated by hydro power plants, is the major obstacle. The hydro generation cost is far below the thermal generation cost; and this, associated with the uncertainty regarded the amount of hydropower at disposal, hydrology dependent, is the main barrier to the new gas thermal power plants in the electricity market.

Keywords: network industry; gas; thermal plants; hydro plants; hydrology

1. Introdução

A matriz energética brasileira apresentou ao longo do século passado um desenvolvimento que pôs à margem o uso do gás natural, priorizando, sobretudo, o uso da eletricidade, de alguns energéticos renováveis (lenha e bagaço de cana, e.g.) e derivados de petróleo. Somente em meados da década passada que o gás natural passou a ser visto como um energético com alto potencial de uso, principalmente no que concerne à indústria e à geração elétrica, dados os avanços tecnológicos e o sucesso de experiências internacionais na exploração das oportunidades dessa indústria.

Por esses motivos, este artigo busca estudar as oportunidades e entraves nas estruturas de oferta e demanda ao desenvolvimento da indústria de gás natural (IGN), com foco num dos principais usos finais planejado pelo governo Fernando Henrique Cardoso, qual seja, a geração térmica de eletricidade.

Este artigo é dividido em quatro seções. Inicialmente, busca-se expor as características da IGN, suas especificidades como uma indústria de rede, e as peculiaridades do caso brasileiro. A quarta seção trata das oportunidades e entraves ao uso do gás natural na geração de eletricidade. Por fim, este trabalho é encerrado com uma seção que apresenta suas principais conclusões.

2. A IGN Como Indústria de Rede

Para entender os desafios que a Indústria de Gás Natural Brasileira (IGNB) se depara, é necessário destacar os atributos técnico-econômicos que a caracterizam como indústria de rede. Trebing (1996) e Newbery (2000) qualificam as mesmas como possuidoras das seguintes características específicas:

i. Em geral, seus produtos e serviços são considerados básicos ou essenciais à vida econômica e social, sendo classificados como bens públicos ou meritórios.
ii. São atividades econômicas que apresentam significativas externalidades positivas em seu funcionamento, afetando diversos setores industriais e a coletividade como um todo.
iii. Existem importantes economias de escala e escopo, bem como complementaridades ao longo das cadeias produtivas que favorecem a coordenação sobre a competição, justificando a adoção de estruturas monopolistas e/ou integradas verticalmente. Ambas economias de escala e escopo implicam em custo marginal de longo prazo decrescente em relação à expansão das redes.
iv. A oferta de seus serviços precisa estar disponível a todo tempo, atendendo a qualquer incremento de demanda inesperado. Isto é, uma sobre-capacidade planejada e coordenada do sistema como um todo é requerida. No caso da IGN, esse requerimento é um pouco frouxo, pois o equilíbrio diário entre os fluxos ofertados de gás a montante e a jusante da cadeia com a demanda dos consumidores pode ser garantido por uma relativa capacidade de estoque nos próprios dutos de transporte e distribuição, através de ajustes de pressão por compressores. Tal fato não encontra lugar no setor elétrico, cuja não estocabilidade dos fluxos requer um maior grau de coordenação ao longo da cadeia de suprimento.
v. Montantes elevados de investimentos devem ser aportados a essas indústrias, com longos prazos de maturação. Tal fato influencia a tomada de decisões de investimento por ser necessário construir cenários de mercado de longo prazo, que são altamente incertos.
vi. Esses mesmos investimentos são muito específicos a essas indústrias, com longo prazo de amortização e elevado grau de irreversibilidade. Ou seja, os ativos dessas indústrias dificilmente são transplantados para outras atividades ou setores industriais: uma vez construídos os ativos, não há como retornar a posição anterior sem incorrer em custos, que são irrecuperáveis.

Nesse sentido, a especificidade dos ativos e das transações ao longo da cadeia produtiva torna-se um dos principais atributos técnico-econômicos da IGN. Seja pela sintonia fina dos fluxos de gás produzidos e transportados e a demanda, seja pela necessidade de gargalos para o escoamento da produção. Newbery (2000) emprega o conceito de gargalo (*bottleneck*), para qualificar os ativos das indústrias de rede que seguem praticamente todas as características técnico-econômicas listadas acima. Segundo Newbery, os gargalos são em geral ativos de difícil duplicação ou reprodução, de uso comum, monopólios naturais e, de acesso fundamental para garantir entrega e despacho do fluxo de serviços; no caso em estudo, o gás. Essa característica cria forte interdependência sistêmica entre os agentes, abrindo margem a comportamentos oportunistas, que por sua vez, buscam ser evitados pelo processo de integração vertical através de contratos de longo prazo ou posse unificada de ativos. Isso é explicado pela dependência bilateral entre os gasodutos de transporte e distribuição e a produção e comercialização do gás, pois ambos dão mutuamente suporte à atividade econômica do demais. De modo geral, esses atributos explicam a necessidade de um planejamento adequado acompanhado por políticas de desenvolvimento, de organização da indústria, e por um aparato regulatório, condizentes com a etapa de desenvolvimento infante que se encontra a IGNB.

Estrada et al. (1995) caracterizam o momento infante da indústria de gás natural da seguinte forma: (i) produção de gás concentrada em poucos agentes ou monopolizada; (ii) monopólio das atividades de transmissão e distribuição; (iii) grande interdependência entre as etapas da cadeia, pela necessidade de escoar o gás e remunerar o capital investido, o que implica numa elevada especificidade de ativos; (iv) necessidade de grandes consumidores que garantam demanda firme; e (v) contratos de longo prazo entre as etapas da cadeia, quando estas não estão sob controle de uma mesma firma, e com consumidores finais. Em síntese, a fase infante da IGNB, requer a garantia de um fluxo

continuado e de grande volume desde a etapa de produção e processamento até a venda ao consumidor final a fim de amortizar o significativo aporte de investimentos que a IGN requer quando constituída. Se tais condições são atendidas, e conseqüentemente, preservado um fluxo firme de gás, a expansão da rede e o acréscimo de um maior número de consumidores é realizado com custos marginais de longo prazo decrescentes, justificados pelo aproveitamento de economias de escala e escopo intrínsecas a indústria.

Para isso, em vários países (Argentina, e.g.) a concentração da propriedade (em geral, pública) contribuiu em muito para o desenvolvimento e crescimento da IGN e das economias nacionais (pela forte presença de externalidades positivas). A centralização das decisões viabilizou a coordenação tanto da operação dos parques instalados de produção, transporte e distribuição, quanto do planejamento de sua expansão, reduzindo custos operacionais e custos de investimento através de um comando único sobre as decisões de quanto e quando ofertar e investir. Com isso, as incertezas presentes nessas tomadas de decisão puderam ser reduzidas e o avanço da indústria acelerado. A Argentina é um formidável exemplo de como em 30 anos a IGN salta da fase infante para fase madura, com taxas de crescimento da produção de 11% ao ano (Kozulj, 2000).

A fase madura da IGN é descrita por Kozulj (2000) e Estrada et al. (1995) como o estágio em que há: (i) maior diversidade de produtores de gás; (ii) alto potencial de competição na produção (*gas-to-gas competition*); (iii) redução da especificidade dos ativos pela existência de oportunidades de rotas alternativas para o escoamento do gás, através de uma malha amortizada de dutos de maior densidade e interconexão[1]; (iv) maior número de transações de curto prazo, pela amortização de boa parte dos ativos; (v) pouca necessidade de demanda firme por clientes âncora, pois o mercado potencial atingido é significativo e o uso do gás diversificado[2]; (vi) surgimento de novos agentes comercializadores e carregadores de gás que vendem o produto ao consumidor final sem necessariamente deterem o controle de qualquer ativo físico da indústria.

3. Peculiaridades da IGNB

Antes de avançar na discussão sobre as oportunidades de uso do gás no setor elétrico, é necessário esmiuçar as condições e estrutura de oferta da indústria.

As reservas brasileiras provadas de gás natural totalizavam ano passado 219 bilhões de m^3. Destas os estado do Rio de Janeiro detém 45,4%, seguido pelo estado do Amazonas com 19,4% de participação no total. Atualmente, a produção nacional de gás encontra-se em 42 milhões de m^3/dia (em média mensal), sendo 15 milhões de m^3/dia importados da Bolívia (ANP, 2002). Quanto à rede de transporte, os gasodutos que transportam gás de origem nacional são operados pela Petrobras e pela Transpetro, sendo os principais o gasoduto Nordestão, o Gasbel (Rio-Belo Horizonte), e o Gaspal (Rio-São Paulo). Quanto às importações, a malha de gasodutos que a escoa é formada pelo Gasbol, pelo gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre e pelo gasoduto Lateral Cuiabá, perfazendo um total de 2.900 Km, com capacidade de escoamento de 35,6 milhões de m^3/dia. Ao total a rede de dutos de transporte de gás nacional e importado conta com 7624 Km.[3]

O segmento de distribuição é o mais frágil da estrutura de oferta do GN. Atualmente, a rede de dutos agrega somente 6000 Km, concentrada majoritariamente nos municípios do Rio de Janeiro e São Paulo. Essas redes possuem origem na venda de gás manufaturado de petróleo e estão em processo de conversão para gás e expansão dos dutos.

Algumas observações devem ser ressaltadas a respeito das características da IGNB expostas acima. Primeiramente, evidencia-se uma alta concentração da produção de GN e dos campos de exploração. Os campos off-shore de Campos e Santos, o estado do Amazonas e as importações da Bolívia (e Argentina) tornam a estrutura de escoamento da produção de gás muito dispersa, relativamente isolada em termos de interconexão e complementaridades no aproveitamento conjunto das redes de transporte, e muito dependente de importações. De modo geral, quando os diferentes campos de produção localizam-se de forma dispersa pelo território, os gasodutos que escoam o gás passam a ser ativos dedicados e, portanto, exclusivos dos mesmos. Com isso, a intensa especificidade dos ativos no segmento de transporte do GN surge como uma das peculiaridades da IGNB (dos Santos, 2001). Especificidade esta de ordem transacional, pois a relação de dependência bilateral entre um determinado campo e o gasoduto coloca ambos em situação de aprisionamento, já que um necessita do outro em igual importância para realizar seus negócios. Este não é um ambiente de negócios propício à concorrência, porque há ausência de flexibilidade na escolha de parceiros, e o grau de interdependência exige uma intensa relação cooperativa entre as etapas de produção, transporte e distribuição.

A dispersão dos campos de produção em torno do maior centro brasileiro de consumo, que é a região sudeste, cria necessidade de construção de uma malha de gasodutos nacional particularmente dispersa e com longo período de densificação. A densificação da rede ocorre quando há uma malha de dutos de alto grau de interconexão, com multiplas

---

[1] Tal fato implica em menor possibilidade de comportamentos oportunistas, o que reduz necessidade de contratos de longo prazo e estruturas verticalmente integradas.

[2] O peso que a demanda de um agente exerce sobre o fluxo de gás nos dutos é menor neste estágio da indústria que na fase infante. Ademais, há complementaridades entre os consumidores, sendo o exemplo mais comum a demanda por calor e eletricidade nos países de clima frio. A Noruega evidencia claramente isso. No verão, quando ocorre o degelo, a demanda por eletricidade é suprida quase em sua totalidade por hidrelétricas, que também atendem parte do mercado sueco. No inverno, a disponibilidade de água reduz e a Noruega passa a utilizar mais energia termelétrica local e importada da Suécia.

[3] Fonte: www.anp.gov.br

opções de acesso a campos de produção e com número considerável de rotas alternativas de carregamento de gás. Geralmente, este situação é característica da fase madura da IGN, em que a especificidade de ativos é muito pequena.

Vale explicitar que a densificação da malha de dutos brasileira não é impossível, mas sim muito demorada e necessitará de vultuosos aportes de capital até a fase de maturidade da IGNB. Por isso, a necessidade tão premente de assegurar demandas firmes de gás para que a expansão da indústria ocorra de forma intensa e bem coordenada. Para tanto, a expansão da IGNB deve ser bem coordenada em todas as etapas da cadeia de suprimento de gás, sob pena de investimentos serem mal conduzidos ou não realizados.

Numa estrutura de oferta como a brasileira, a necessidade de aproveitamento de economias de escala é vital para o desenvolvimento da indústria ao menor custo possível; sobretudo, pela escassez de recursos em que a economia brasileira está assolada. Se não houver adequada coordenação da construção da rede com a procura e promoção do uso final do gás, a IGNB corre o risco de escolher caminhos de menor eficiência econômica. Um exemplo disso é a escolha de dutos de menor diâmetro por ausência de uma correta política de promoção e aproveitamento de demanda firme por gás (dos Santos, 2001). Se isso ocorrer, a expansão marginal da malha de dutos se dará basicamente por um maior uso de estações de compressão, o que eleva o custo de expansão da rede, ainda que o atributo de custo marginal decrescente das indústrias de rede esteja presente. Isto é, o *trade-off* entre o diâmetro dos dutos e o uso de compressores deve ser levado em conta desde a fase infante da indústria, pois isso implica em uma maior ou menor eficiência econômica em toda trajetória da IGNB.

4. Oportunidades de Uso do Gás Natural no Mercado Elétrico Brasileiro

A indústria de suprimento de eletricidade brasileira (ISEB) é única no mundo por possuir uma trajetória tecnológica bem peculiar e semelhante apenas a poucos países. Essa trajetória foi baseada na construção de um parque gerador essencialmente hidrelétrico que opera sob um regime cooperativo entre as diversas bacias hidrográficas do país. Noruega e Nova Zelândia são exemplos de países semelhantes ao Brasil em termos de participação da capacidade instalada hidrelétrica sobre a capacidade nominal total: cerca de 90/95% do total.

Contudo, essa é a única semelhança, pois o regime hidrológico e a capacidade de estocagem de água são características do mercado elétrico brasileiro bem particulares. A geração de hidroeletricidade está atrelada não apenas à motorização das usinas, mas essencialmente ao fluxo de água que chega nos reservatórios. Esse, por sua vez, segue estritamente o comportamento das chuvas, que possui um alto grau de incerteza quanto a sua freqüência e intensidade. Tal incerteza é bem inferior na Nova Zelândia e Noruega, onde o fluxo dos rios é influenciado basicamente pelo degelo das montanhas.

Por outro lado, os reservatórios nacionais, pela sua elevada capacidade de estocagem de água, permitem reduzir um pouco a incerteza quanto à disponibilidade de geração hidrelétrica.

Essas duas características (hidrologia e reservatórios) conjugadas dificultam sobremaneira a inserção da geração termelétrica movida a gás. Durante o século passado o pequeno parque termelétrico existente (movido essencialmente por óleo combustível e carvão) atuava de forma complementar às hidrelétricas, operando boa parte do tempo com baixo fator de capacidade. Isso era possível porque boa parte dessas centrais era de propriedade das grandes estatais como Furnas, Chesf e Gerasul que controlavam o parque hidrelétrico, o que não mudou muito até hoje. Além disso, o uso da Conta de Consumo de Combustível (CCC), compartilhada por todas as distribuidoras de energia dos estados da federação, subsidia essas centrais termelétricas pelos seus altos custos oriundos do preço do combustível, da necessidade de estocagem dos mesmos e do baixo fator de capacidade em que operam.

Entretanto, essa não pode ser a forma de atuação das termelétricas a gás, pois para a construção das mesmas, é necessário garantir que boa parte da capacidade das usinas terá espaço de mercado de forma continuada; e o estágio infante da IGNB requer a garantia de um fluxo assegurado de venda do gás.

Dificilmente, num cenário de liberalização do mercado elétrico as termelétricas terão o espaço de atuação necessário que remunere o capital investido. A existência de um parque hidroelétrico já amortizado, com custos operacionais entre 8 e 14 R$/MWh torna praticamente inviável a construção de termelétricas. Com o preço do gás boliviano ao consumidor final próximo de 3 US$/MMBTU, o custo variável médio das termelétricas fica em torno de 75 e 85 R$/MWh[4]. Isso implica que num contexto de competição, as termelétricas só terão espaço quando houver períodos muito secos que reduzam consideravelmente a disponibilidade de energia hidroelétrica. Porém, dada a plurianualidade dos reservatórios[5] e a baixa probabilidade de ocorrência de períodos muito secos, tal conjuntura favorável às termelétricas tem possibilidade baixa de ocorrência; e mesmo que ocorra, será momentânea.

Mesmo se a IGNB estivesse em estágio de maturidade semelhante ao encontrado nos Estados Unidos, o quadro não seria bem diferente. A flexibilidade do preço do insumo aliada à concorrência, à ampla possibilidade de estocagem e à interruptibilidade do consumo garantiriam uma maior competitividade às termelétricas, mas não eliminariam o alto diferencial de custos entre estas e as hidrelétricas amortizadas. Termelétricas só operariam em períodos de seca intensa,

[4] Considerando usinas de ciclo combinado (Combined Cycle Gas Turbine – CCGT), que não é o caso de boa parte das usinas do Programa Prioritário de Termelétricas do governo federal.

[5] O termo reservatórios plurianuais expressa a capacidade dos mesmos em armazenar água em periodicidade anual. Atualmente, no subsitema Sudeste/Centro-oeste, os reservatórios podem carregar, em média, energia sob a forma de água por um período de até 5 anos.

o que não prejudicaria muito a IGNB, caso esta estivesse em sua fase madura; contudo, os investimentos em termelétricas não seriam estimulados, pois a questão da pouca freqüência e intensidade de despacho persistiria. A assimetria de custos e capacidade instalada entre hidrelétricas estabelecidas e novas centrais termelétricas é o principal entrave ao uso do gás em geração elétrica.

Nesse cenário, as perspectivas para o uso de gás por centrais termelétricas não são nada animadoras. No entanto, é importante ressaltar a necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira. Há vantagens na participação majoritária de termelétricas na expansão do sistema elétrico, pois: (i) os problemas ambientais são menores; (ii) o custo fixo unitário das mesmas é inferior ao custo das hidrelétricas[6]; (iii) o prazo de maturação do investimento é menor (entre 8 meses e 2 anos, contra cerca de 4 anos para hidrelétricas); e (iv) o prazo de amortização também é menos da metade (de 8 a 10 anos, contra 30 anos para hidrelétricas).

O problema central, portanto, não é o custo de investimento, mas sim as barreiras à entrada que as termelétricas sofrem, oriundas de três fatos: (i) vultuosa capacidade de geração hidroelétrica estabelecida já amortizada; (ii) imprevisibilidade da hidrologia; (iii) e o alto preço do gás *vis-à-vis* os custos operacionais das hidrelétricas amortizadas.

Toda essa conjuntura da ISEB torna o uso do gás natural pelas termelétricas impróprio ao desenvolvimento da IGNB. Garantir que as termelétricas sejam clientes âncora de gás natural requer em especial que o preço do gás boliviano seja reduzido e o despacho assegurado das termelétricas seja realizado por contratação inflexível.

Outra solução que pode garantir a viabilidade econômica das termelétricas consiste na introdução de limitações ao uso da água dos rios que chega nos reservatórios. A redução da disponibilidade de energia hidrelétrica reduziria a assimetria entre o parque hidrelétrico instalado e as novas centrais termelétricas pela diminuição da capacidade de oferta hidrelétrica, restando uma maior fatia de mercado a ser explorada pelas termelétricas.

Tal medida poderia ser executada pela elevação da limitação imposta pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)[7] ao nível dos reservatórios. Atualmente, patamares mínimos de água armazenada devem ser preservados nos reservatórios para evitar o risco futuro de racionamento. Essa restrição, denominada por curva guia[8], se ampliada abriria maior espaço de mercado às termelétricas, que estariam menos suscetíveis à incerteza hidrológica.

Uma possibilidade similar em efeito seria a redução da energia assegurada. Esta é a quantidade de energia autorizada à contratação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) quando é realizada a licitação das mesmas. Seus valores são fixados por modulação realizada por programas preditivos de consumo de eletricidade e fluxo de água nas bacias hidrográficas. Para cada usina hidrelétrica, é previsto um patamar provável de disponibilidade de energia, que ocorrerá com significativa, porém incerta, freqüência.

Com essas medidas, mesmo com custos mais elevados as termelétricas seriam despachadas, já que não haveria oferta hidrelétrica suficiente para atender todo mercado. Obviamente, isso gera uma perda de eficiência sistêmica do setor elétrico, porque tanto a ampliação da curva guia quanto a redução da energia assegurada implicariam num aumento de água vertida pelas usinas hidrelétricas. A conseqüência disso seria uma perda para sociedade por deixar de produzir eletricidade a baixo custo: é o custo de oportunidade de permitir um maior despacho de termelétricas.

4.1 Co-geração

Um ponto de convergência no uso industrial do GN e o mercado elétrico é a geração distribuída através de co-geração por aproveitamento de economias de escopo em diversos processos industriais em setores como química, petroquímica e alimentos e bebidas. Em geral, o GN apresenta alta eficiência energética quando utilizado em co-geração.

Nos países do hemisfério norte, as plantas de co-geração de eletricidade e calor (*Combined Heat and Power Plants* – CHP) representam 15% do total de energia elétrica gerada na Europa e 9% na América do Norte. Essa participação significativa é explicada pelos índices de aproveitamento do gás de até 90% e pela grande necessidade de produção de calor. Este é o melhor caso de rendimento de geração termelétrica, pois a mais eficiente das usinas termelétricas movidas a gás (usinas CCGT) possui rendimento em torno de 60%, além de emitirem mais dióxido de carbono que as CHP (OCDE, 2001).

No Brasil, o potencial de co-geração estaria no desenvolvimento de processos conjuntos com os setores industriais de queima direta de gás como papel e celulose, metalurgia, siderurgia, entre outros, bem como os setores químico, petroquímico e de alimentos e bebidas. Vale ressaltar que os índices de eficiência das usinas CHP são difíceis de serem alcançados, mas valores próximos podem ser atingidos para processos industriais que não os de produção final de calor, na medida em que os mesmos avancem tecnologicamente.

---

[6] Dados da *International Energy Egency* (OCDE, 2001) apontam para um custo de capital das termelétricas de ciclo combinado (CCGT) de 65 cents/kWh, enquanto o das hidrelétricas situa-se próximo de 1 US$/kWh (para usinas fio d'água ou de pequenos reservatórios). Caso reservatórios sejam contemplados essa disparidade de custo é ampliada (custo de construção, deslocamento de pessoas e problemas ambientais são as principais causas dessa ampliação). Vale ressaltar, no entanto, que há significativas economias de escala em usinas hidrelétricas com reservatórios e motorização de grande porte. Contudo, elas só se traduzem em custos baixos após longo período de amortização do capital.

[7] Colegiado das empresas do setor elétrico que executa a gestão do despacho físico de energia pelas linhas de transmissão do Sistema Integrado Nacional, bem como dos Sistemas Isolados.

[8] A curva guia é uma série mensal de patamares mínimos de reservatórios que o ONS estabelece sempre para os próximos dois anos. Caso não seja preservado volume de água que assegure esses patamares, sem justificativa plausível, uma sanção é aplicada.

Outra oportunidade à co-geração reside na possível produção conjunta de eletricidade e refrigeração, que pode representar complementaridade semelhante à produção de calor e eletricidade nos países de clima frio. Entretanto, essa possibilidade está limitada a alguns processos industriais e refrigeração de shoppings, hotéis e hospitais, que não garantem, a princípio, o mesmo potencial de demanda por gás presente na produção de calor na Europa e nos Estados Unidos.

5. Conclusão

A longo do presente artigo, pôde-se observar que a IGNB possui oportunidade de desenvolvimento na geração de eletricidade; entretanto, as barreiras à entrada são significativas, oriundas, sobretudo de assimetrias em custos e capacidade instalada do amortizado parque hidroelétrico nacional, de incerteza quanto à disponibilidade de água em seus reservatórios, e do elevado e rígido preço do gás.

A liberalização em curso da ISEB deixará pouquíssimo espaço de manobra para as termelétricas, que acabarão sendo despachadas com baixo fator de capacidade médio. Somente políticas que assegurem: (i) a inflexibilidade do despacho de boa parte da capacidade termelétrica; (ii) a renegociação do preço do gás boliviano; (iii) o desenvolvimento tecnológico dos processos de co-geração industrial, com destaque para os processos de aquecimento de fluidos e de refrigeração de ambiente e fluidos, a fim de alcançar nível de eficiência próximo das usinas CHP da Europa e Estados Unidos; (iv) restrições ambientais mais severas, que tornem hidrelétricas[9] menos competitivas; (v) redução da disponibilidade de energia hidrelétrica através da redução da energia assegurada e/ou elevação da curva guia.

Esse parece ser o caminho que assegura demanda firme de gás. Com isso, pode-se garantir uma expansão eficiente da indústria desde a fase infante em que se encontra, buscando otimizar da melhor forma possível a relação diâmetro dos gasodutos e número de compressores. Desse modo, as economias de escala serão mais bem aproveitadas e a especificidade de ativos reduzida num período não muito longo[10].

Outro fato importante a ser destacado é a fragilidade do segmento de distribuição do gás. Problemas de ordem macroeconômica e fiscal são seu maior entrave, podendo ser sanados por uma readequação dos processos de venda de concessões de modo a priorizar o autofinanciamento das empresas. O fraco potencial de demanda no setor residencial torna o mesmo pouco relevante para impulsionar a indústria, muito embora no futuro isso possa mudar através de inovações tecnológicas que estimulem, por exemplo, o uso de equipamentos domésticos movidos a gás em vez de eletricidade (substituição de eletro-domésticos, por gás-domésticos).

Por último, é importante destacar a necessidade de adequada coordenação entre as instituições regulatórias federal e estaduais. Embora não analisada neste artigo, a harmonização entre os supervisores da distribuição e do transporte e produção do gás merece ser tratada corretamente, pois é condição *sine qua non* para o desenvolvimento da IGNB; sem ela, nenhuma política energética de promoção de demanda e oferta dará resultado.

6. Referências

ANP. Boletim Mensal, Rio de Janeiro, agosto, 2002.

Balanço Energético Nacional. Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME), 2000.

DOSI, G. "*Technical Change and Industrial Transformation: The Patterns of Industrial Dynamics". In*: DOSI, G. *Technical Change and Industrial Transformation: The Theory and Applications to the Semiconductor Industry.* London: Macmillan, pp 86-145, 1984.

de ALMEIDA, E. L. F. *Mercado de Gás Natural no Brasil*. Rio de Janeiro: IE-UFRJ (mimeo), 2001a.

de ALMEIDA, E. L. F. *Fundamentos de Economia de Energia: Indústria do Gás Natural*. Rio de Janeiro: IE-UFRJ (mimeo), 2001b.

de OLIVEIRA, A. *Brazilian Natural Gas Market: A Look Into the Future*. Rio de Janeiro: IE-UFRJ (mimeo), 2001.

dos SANTOS, R. T. *Coordenação de Investimentos e Políticas de Introdução da Concorrência na Indústria de Gás Natural: Elementos para Análise de Casos no Brasil*. Dissertação de Mestrado - IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.

ESTRADA, J., MOE, A. & MARTINSEN, K. D. *The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives.* West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 1995.

KOZULJ, Roberto. *"Resultados de la Reestructuración de la Industria del Gas en la Argentina"*. Projeto OLADE/CEPAL/GTZ. Bariloche: IDEE/FB, junho, 2000.

NEWBERY, D. M. *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities.* London: MIT Press, 2000.

OCDE. *World Energy Outlook 2000*. Paris: OECD/IEA, 2001.

TREBING, H. M. *"Analyzing Public Utilities as Infrastructure in a Holistic Setting – The New Challenge for Public Policy". In*: SICHEL, W. & ALEXANDER, D. L. (eds.) *Networks, Infrastructure and the New Task for Regulation*. Boston: The University of Michigan Press, pp. 61-71, 1996.

[9] Construção de reservatório, represamento e alagamento de grandes extensões de terra acarretam diversos distúrbios ambientais que no passado foram desconsiderados. Entretanto, com um maior rigor na proteção ao meio ambiente, as hidrelétricas terão sua competitividade reduzida.

[10] Período esse o de amortização dos ativos e interconexão dos diversos gasodutos.