



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

GEC 07  
14 a 17 de Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO VI  
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GEC**

**IMPACTOS DERIVADOS DA CRIAÇÃO DE UM MERCADO FLEXÍVEL DE GÁS NATURAL NO BRASIL**

**André G. S. T. Mendes\***

**Alexandre Street**

**Luiz Augusto Barroso**

**Mario V. Pereira**

**Raphael Chabar**

**Bernardo Bezerra**

**Álvaro Veiga**

**PSR Consultoria / PUC-Rio**

**RESUMO**

O desenvolvimento da indústria de gás natural pelo mundo resultou em um natural processo de integração entre os setores de eletricidade e gás em diversos países. No Brasil este processo vem acontecendo de forma consistente, em especial, devido ao aumento do consumo de gás para uso industrial e instalação de usinas termoeletricas. Devido à predominância hidroelétrica no parque gerador, a produção da energia termoeletrica é basicamente função da hidrologia e, como resultado, apresenta grande variabilidade anual. Como consequência, o investimento realizado em infra-estrutura de produção e transporte de gás pode ficar “sub-utilizado” grande parte do tempo e é importante encontrar mecanismos que aprimorem sua utilização. Neste sentido, este trabalho explora a criação de um *mercado flexível de gás*, onde seriam oferecidos contratos de fornecimento flexível de gás para o usuário industrial, que receberia o gás destinado às térmicas quando estas não forem despachadas e recorreria a um combustível alternativo caso contrário. A atratividade deste contrato dependeria, naturalmente, de seu preço. O objetivo deste trabalho é, portanto, desenvolver uma metodologia para a precificação de contratos de fornecimento flexível de gás, levando em consideração a incerteza associada ao suprimento – que depende do despacho das térmicas, as quais têm prioridade de uso do gás – e o perfil de risco destes consumidores.

**PALAVRAS-CHAVE**

Mercado Flexível de Gás Natural, Otimização Estocástica, Estratégias de Contratação, Aversão a Risco.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O gás natural (GN) vem sendo considerado uma das fontes mais promissoras para o atendimento da demanda energética mundial, com um ritmo muito acelerado de expansão do consumo. Um de seus principais usos é como fonte de calor industrial. A segunda maior utilização do GN é na geração de energia elétrica, que teve um forte crescimento a partir do desenvolvimento da tecnologia de geração a ciclo combinado (CC-GN), na década de 80. Além de eficiente, a CC-GN é competitiva em módulos bem menores do que os de outras tecnologias, como, por exemplo, o carvão. Esta atenuação da economia de escala no setor de geração contribuiu para a criação dos mercados de energia elétrica, que transformaram profundamente o setor elétrico mundial e integraram os setores de GN e eletricidade.

No Brasil, a entrada do GN na matriz energética ocorreu de forma mais agressiva no final da década de 90, com a construção do gasoduto Brasil-Bolívia e dos desenvolvimentos dos campos de produção locais. O consumo de GN para uso industrial e automotivo cresceu a taxas bastante expressivas (motivado por políticas de incentivos tributários, aumento da oferta e preços) e, no setor elétrico, a capacidade instalada térmica a gás também aumentou rapidamente, representando hoje a segunda fonte em capacidade (cerca de 8.000 MW instalados). O uso do GN para produção de energia elétrica é atualmente o seu maior mercado potencial.

Entretanto, enquanto o consumo “não termoeletrico” de gás natural (uso industrial, etc) é praticamente constante

(*firme*), o consumo de gás para as térmicas no Brasil é bastante variável. A razão é que o sistema elétrico Brasileiro é predominantemente hidrelétrico (85% da capacidade de geração) e projetado para assegurar o atendimento da demanda mesmo que ocorra uma seca severa. Isto significa que na maior parte do tempo as usinas hidrelétricas podem produzir energia acima deste nível “assegurado”. O Operador Nacional do Sistema (ONS), portanto, aproveita ao máximo esta geração hidrelétrica adicional, reduzindo a produção das usinas termelétricas, que passam a ser utilizadas em regime de complementação à produção hidroelétrica e, dessa forma, economiza-se combustível fóssil. A consequência final desta otimização hidrotérmica é a redução do custo da energia para o consumidor. Em resumo, a flexibilidade operativa das térmicas se “encaixa” muito bem com a variabilidade da produção hidrelétrica, com benefícios econômicos para o consumidor final.

Uma importante consequência desta sinergia hidro-térmica é a grande variabilidade na energia termoelétrica produzida a cada ano, que pode variar desde zero – a térmica não é acionada – até um funcionamento “na base”, onde a térmica funciona em plena carga ao longo de todo o ano. Como a regulamentação do setor elétrico requer que haja à disposição da usina térmica uma capacidade de produção e transporte de gás que permita despachá-la à plena capacidade por um ano (suprimento *firme* de combustível), o produtor de gás precisa realizar um importante investimento em infraestrutura de gás que possivelmente ficará “ociosa” grande parte do tempo. Se, por exemplo, uma usina térmica a gás só é despachada 40% do tempo, a infra-estrutura de gás fica sub-utilizada 60% do tempo.

Sob a ótica do produtor de gás, o caminho natural para estabilizar a remuneração dos investimentos realizados na produção é a adoção de cláusulas de “take-or-pay” (ToP) nos contratos de gás [1]. O ToP é uma compra obrigatória de gás, que no caso das usinas térmicas corresponde (atualmente) a 70% de sua capacidade anual de geração disponível. Isto se traduz no fato de que, mesmo com uma situação hidrológica muito favorável, a usina térmica só terá liberdade reduzir sua geração em 30%, usualmente declarando-se inflexível junto ao ONS e gerando os 70% de sua capacidade com o gás “pré-pago”. Para a logística (gasoduto) existe um esquema semelhante de pagamento fixo, conhecido como “ship-or-pay” (SoP), em geral de 95% da potência instalada. Entretanto, o ToP e SoP são cláusulas puramente *financeiras*, que *não eliminam* a ociosidade da infraestrutura de produção e transporte de gás anteriormente descrita e que resulta em uma desotimização global dos investimentos realizados. Neste sentido, é importante encontrar soluções que levem a um melhor aproveitamento da infra-estrutura de produção e transporte de gás.

Um primeiro caminho para este aprimoramento seria a criação de um *mercado flexível de gás* que possibilitasse a revenda do gás “pré-pago” (ToP) mas não consumido pelas térmicas, numa estratégia operativa flexível. Neste mercado, seriam ofertados aos consumidores industriais uma modalidade de contrato onde o industrial pode receber o gás destinado às térmicas, se as mesmas não estiverem despachadas; caso contrário, o industrial poderia usar um combustível alternativo (por exemplo, óleo combustível). A atratividade deste contrato dependeria, naturalmente, de seu preço. Por outro lado, se implementado, os custos atuais de infra-estrutura diminuiriam substancialmente, pois dois grupos de consumo (indústria e térmicas) estariam compartilhando a mesma infra-estrutura de produção. Além disto, os custos *incrementais* diminuiriam, pois se reduziria o ritmo de entrada de nova capacidade de produção de novos campos de gás, que possuirão custos mais elevados do que os atuais.

Um segundo caminho, complementar ao primeiro e analisado em [2], é a implementação de *armazenamentos virtuais* de gás nos reservatórios das usinas hidroelétricas. A idéia básica é que as usinas térmicas possam “pré-gerar” energia (notificar ao ONS uma geração “inflexível” no período) quando as condições forem favoráveis, por exemplo, quando houver uma redução sazonal na demanda das distribuidoras de gás ou quando o preço do gás em mercados internacionais estiver conjunturalmente baixo. Este aumento da geração seria compensado por uma redução na produção hidroelétrica, que ficariam com níveis de armazenamento ligeiramente maiores. Este armazenamento “extra” nas hidroelétricas seria *contabilizado* como um *crédito de energia* da usina térmica, que poderia “pedir” esta energia quando quisesse, por exemplo, quando o ONS despachasse a térmica, mas o suprimento de gás estivesse restrito, ou com preço muito elevado. Em termos financeiros, é como se a térmica pudesse exercer uma opção (“call option”) de energia.

Em resumo, a existência de um *mercado flexível de gás*, onde o consumo (da indústria) é *reduzido* quando a *disponibilidade* de gás *diminui*; e do sistema de *reservatórios virtuais*, onde o consumo (das térmicas) *umenta* quando a *disponibilidade* de gás *umenta*, possibilita uma otimização da produção e logística de gás, e a consequente redução dos preços deste insumo.

A criação de contratos flexíveis de GN traz oportunidades e desafios para seus compradores (industriais). O principal desafio consiste na avaliação de sua atratividade e precificação. Observe que a disposição a pagar por um contrato flexível depende da frequência e severidade das interrupções de fornecimento de gás, que é função (i) do despacho termelétrico; (ii) do preço do combustível alternativo, utilizado sempre que o suprimento de gás for interrompido; e (iii) do perfil de risco do comprador do contrato, que pode ser mais ou menos avesso ao risco de ser interrompido e ter que utilizar um combustível alternativo mais caro. Desta forma, o objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para a precificação de contratos flexíveis de suprimento de gás natural, de forma a determinar o “valor” deste contrato segundo o perfil de risco de seu consumidor.

O restante deste trabalho está organizado da seguinte maneira: a seção 2 discute o mercado flexível; a seção 3 propõe uma metodologia para precificação destes contratos; a seção 4 ilustra a aplicação da metodologia proposta para um estudo de caso; e, por fim, a seção 5 apresenta as conclusões e extensões para trabalhos futuros.

## 2.0 - CONTRATOS FLEXÍVEIS E O MERCADO FLEXÍVEL DE GÁS NATURAL

Como mencionado anteriormente, o fato de as térmicas tipicamente possuírem contratos de suprimento de gás que exige uma pré-compra do insumo, associado ao baixo nível de despacho observado em sistemas hidrotérmicos, sugere que este gás pré-pago (e não utilizado) possa ser “revendido” a consumidores dispostos a utilizá-lo em caráter flexível por um período especificado (por exemplo, em contratos de 3 anos). De um lado, o comprador opta por adquirir um insumo a um preço menor, de maneira que o risco de não receber o produto seja compensado pelo ganho obtido pela diferença entre os preços no mercado regular (contratos firmes) e no flexível. De outro lado, o fornecedor ou vendedor do insumo consegue melhorar a eficiência e o uso da capacidade ociosa. Este é o conceito de contrato flexível.

De uma maneira geral, o funcionamento de um contrato flexível de gás é bastante simples: as térmicas operam no setor elétrico em caráter *flexível* e vende-se a “sobra” de seu GN relativas ao ToP a novos consumos industriais por meio de contratos onde:

- (i) caso a térmica não seja despachada, o fornecimento de gás deste contrato ocorre normalmente;
- (ii) caso as térmicas sejam despachadas, o fornecimento de gás deste contrato é interrompido e o consumidor deve recorrer a um combustível alternativo (por exemplo, óleo combustível).

Estes contratos poderiam estar lastreados, por exemplo, no ToP “pré-pago” das térmicas ou na disponibilidade de gás “adicional” decorrente de variações sazonais em outros setores. Como grande parte dos consumidores industriais tem a capacidade de utilizar combustíveis alternativos em seus processos produtivos, como óleo combustível, diesel ou até lenha, seria possível criar um mercado flexível de consumo de gás natural. Em termos práticos, o efeito da migração de clientes industriais para o mercado flexível é mostrado na figura abaixo, onde é possível observar que o resultado prático é a “revenda” prudente do mesmo gás para duas classes de usuário<sup>1</sup>:

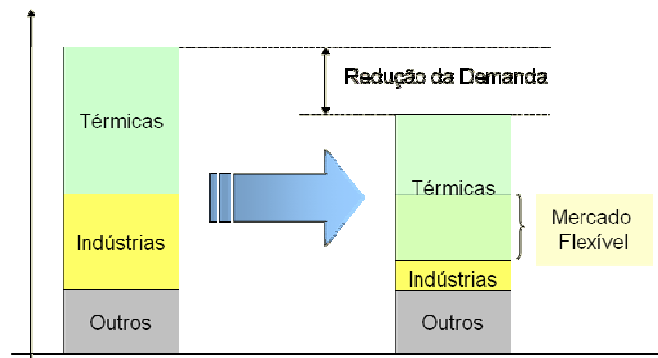


Figura 2.1 – Potencial redução da demanda de gás natural devido à criação do Mercado Flexível

Obviamente, outras modalidades contratuais poderiam ser criadas com flexibilidades adicionais. Por exemplo, em [3] a Petrobras anuncia novas modalidades de contrato aprovados pela diretoria da empresa, que definem quatro tipos de clientes: o chamado *firme inflexível* (somente venda de gás), *firme flexível* (venda de gás e outro combustível que a distribuidora ou outro cliente aceite), *flexível* (a Petrobras interrompe o fornecimento quando quiser e o cliente busca o combustível alternativo) e *preferencial* (voltado para térmicas com suprimento de GNL, que o cliente pede gás no curto prazo). Este trabalho lida com o contrato *flexível*, mas a metodologia a ser apresentada pode ser facilmente adaptada a outras modalidades.

Como já mencionado, a atratividade do mercado flexível para seus compradores depende da probabilidade de interrupção de suprimento de gás, do preço do combustível alternativo e do perfil de risco do consumidor, que aplicaria um “desconto” no preço do gás flexível em relação ao preço do gás em um contrato firme. Por exemplo, um contrato flexível que é interrompido 80% do tempo possui valor menor do que um contrato com menor probabilidade de interrupção e ambos possuem menos valor que um contrato firme. Extrapolando o conceito, o gás poderia ser vendido com diferentes graus de confiabilidade, obviamente, seguindo uma lógica econômica, onde sua alocação seria feita de forma a beneficiar quem melhor o valoriza. O processo de alocação poderia ocorrer através de negociações diretas ou mesmo leilões e sua comercialização poderia ser feita pelas próprias termelétricas (ainda não previsto na regulamentação), por distribuidoras ou produtores de gás.

<sup>1</sup> A criação de um mercado flexível de gás pode resultar na migração de consumidores existentes das distribuidoras, o que provocaria sérios danos a estas empresas. Esta discussão não faz parte deste trabalho e, para fins dos desenvolvimentos aqui apresentados, consideramos que apenas consumidores de gás novos teriam acesso a este tipo de produto.

Desta forma, o objetivo das próximas seções é desenvolver uma metodologia para a precificação de contratos flexíveis de suprimento de gás natural, de forma a determinar o “valor” deste contrato segundo o perfil de risco do comprador. É assumido que o processo de alocação dos contratos flexíveis ocorre através de um leilão mono produto (gás com mesmo nível de confiabilidade de suprimento) entre os diversos candidatos.

### 3.0 - METODOLOGIA PARA PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS FLEXÍVEIS

#### 3.1 Cálculo do Volume de Gás Natural Disponível para o Mercado Flexível

Como etapa inicial para aplicar a metodologia proposta, é necessário estimar o volume de gás que estaria disponível no mercado flexível e a probabilidade e severidade das interrupções quando as térmicas forem despachadas. Sendo o despacho térmico fortemente influenciado pela hidrologia, propõe-se o uso de cenários. Estes cenários, por sua vez, são obtidos a partir da simulação do despacho hidrotérmico brasileiro para um conjunto de cenários hidrológicos, visando assim obter cenários de despacho térmico (e de consumo de gás) cujo complemento em relação ao ToP será a disponibilidade de gás para o mercado secundário. Este processo é dividido nas seguintes etapas:

- Construção de um cenário de oferta e demanda** – nesta etapa é preparado um cenário de crescimento da demanda para cada submercado a partir de hipóteses de crescimento do PIB. A seguir, é ajustado um plano de expansão a este cenário, levando em conta a competitividade das opções de geração disponíveis (usinas hidrelétricas, térmicas a gás, carvão e outras, e interconexões internacionais), os limites de transmissão e as características do mercado brasileiro
- Modelo computacional para projeção de preços spot e geração** – em seguida, utiliza-se um modelo de despacho hidrotérmico estocástico para calcular a política de operação ótima do sistema para o cenário de oferta e demanda de energia elétrica anterior, levando em consideração as restrições do sistema hidrotérmico e as incertezas nas afluições.
- Oferta de gás natural ao mercado flexível** – o total de gás natural a ser ofertado ao mercado flexível é calculado a cada etapa (mês, trimestre, semestre, ano, etc) como sendo o total do take-or-pay do gás natural das usinas térmicas, ou seja:

$$\text{Oferta}^{\text{GN}}_t = \text{ToP}^{\text{total}} = \sum_{i \in \text{UGN}} \text{ToP}_i \quad (1)$$

Onde  $\text{ToP}^{\text{Total}}$  é o volume (potencial) total de gás natural a ser ofertado no mercado flexível (ToP das térmicas);  $\text{ToP}_i$  representa o ToP da usina  $i$  e UGN é o conjunto das usinas térmicas a gás natural.

Para determinar o percentual de gás natural efetivamente disponível para o mercado flexível em cada etapa, devemos subtrair do  $\text{ToP}^{\text{Total}}$  o volume de GN correspondente às usinas despachadas naquela etapa. Ou seja, para cada etapa  $t$  e série hidrológica  $s$ , verificamos o percentual de gás disponível:

$$\text{Disp}^{\text{GN}}_{ts} = \sum_{i \in \text{UND}_{ts}} \text{ToP}_i \quad (2)$$

Onde  $\text{Disp}^{\text{GN}}_{ts}$  é a disponibilidade de gás natural na etapa  $t$  e série  $s$ ;  $\text{UND}_{ts}$  é o conjunto das usinas térmicas a gás natural não despachadas na etapa  $t$  e série  $s$ .

Com isso determina-se o percentual efetivamente disponível para o mercado flexível, com base no total de gás natural disponível em cada etapa e série ( $X_{ts}$ ):

$$X_{ts} = \frac{\text{Disp}^{\text{GN}}_{ts}}{\text{Oferta}^{\text{GN}}_t} \quad (2)$$

O cálculo do  $X_{ts}$  é exemplificado na **Erro! A origem da referência não foi encontrada..**

#### 3.2 Despesa com um contrato de gás flexível

Uma vez definido, para cada etapa  $t$  e série hidrológica  $s$ , o percentual de gás efetivamente disponível para o mercado flexível, pode-se calcular a despesa  $D_{ts}$  do consumidor de gás relativa ao contrato flexível nesta etapa  $t$  e cenário hidrológico  $s^2$ :

$$D_{ts} = (1 - Q_{\text{flex}}) P^{\text{firme}}_t + Q^{\text{flex}} [ X_{ts} P^{\text{flex}} + (1 - X_{ts}) P^{\text{alt}} ] \quad (3)$$

<sup>2</sup> Não estamos considerando a incidência da margem da distribuidora de gás natural, que efetivamente deve ser paga pelo usuário mesmo tendo um contrato flexível. Como esta margem é um valor constante (capacidade contratada), não afeta os desenvolvimentos apresentados.

Onde:  $D_{ts}$  é a despesa (em US\$ por MMBTU consumido) no período  $t$  e série  $s$ ;  $Q^{flex}$  é a quantidade contratada no mercado flexível (em % da demanda do consumidor); a parcela  $(1 - Q^{flex})$  define o percentual contratado no mercado firme (em % da demanda do consumidor);  $P^{firme}_t$  é o preço do contrato firme (US\$/MMBTU) para cada período  $t$ ,  $P^{flex}$  é o preço do contrato flexível (US\$/MMBTU) e  $P^{alt}$  é o preço do combustível alternativo (US\$/MMBTU).

Em outras palavras, a despesa é igual ao gasto com o consumo firme mais o gasto com o consumo de gás contratado de forma flexível, que depende da probabilidade de despacho térmico e dos preços do contrato flexível e do combustível alternativo.

### 3.3 Curva de Disposição a Contratar (CDC) dos Consumidores de Contratos Flexíveis com Aversão a Risco

A metodologia deste trabalho tem como objetivo principal construir uma curva que determina a melhor quantidade de gás natural flexível a contratar (Curva de Disposição a Contratar – CDC)  $Q^{flex}$  em função de  $P^{flex}$ , isto é, para cada nível de preço do contrato de fornecimento de gás flexível, de forma a minimizar a despesa esperada do consumidor (expressão (4)) sujeito a restrições de risco. Esta abordagem foi introduzida em [4] no contexto da modelagem de leilões de energia.

A consideração do perfil de risco de cada consumidor, de forma a refletir na CDC o comportamento destes agentes face à disponibilidade de insumo (gás) sob incerteza é de extrema importância. Diversas métricas de risco podem ser utilizadas, como a utilidade esperada [4], *downside risk*, *CVar*, etc. Neste trabalho optamos por utilizar a métrica do Valor em Risco (*Value at Risk* – VaR) como medida de aversão a risco que, apesar de suas limitações, é largamente utilizada como instrumento de apoio à decisão e de fácil entendimento: representa a perda máxima a um nível de probabilidade definido.

Desta forma, a CDC de um consumidor de um contrato flexível pode ser obtida através da solução do seguinte problema de programação linear-inteira:

$$Q^{flex}(P^{flex}) = \text{Min} (1/S) \sum_{ts} D_{ts} \quad (5)$$

Sujeito a:

$$D_{ts} = (1 - Q^{flex}) P^{firme}_t + Q^{flex} [X_{ts} P^{flex} + (1 - X_{ts}) P^{alt}] \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}, s \in \{1, \dots, S\} \quad (6)$$

$$\sum_t D_{ts} \leq T (1 + \delta) P^{firme} + M (1 - K_s) \quad \forall s \in \{1, \dots, S\} \quad (7)$$

$$\sum_s K_s \geq \alpha S \quad (8)$$

$$0 \leq Q^{flex} \leq 1 \quad (9)$$

$$K_s \in \{0, 1\} \quad \forall s \in \{1, \dots, S\} \quad (10)$$

No problema (5)-(10),  $\delta$  representa o percentual de “sobrecusto” máximo (em relação às despesas com o contrato firme) que o consumidor está disposto a pagar sob determinado nível de confiança, ou seja, os consumidores estariam dispostos a pagar até  $(1 + \delta)\%$  do custo dos contratos firmes ao nível de confiança determinado por  $\alpha$  (% definido pelo consumidor, tipicamente 95%).  $M$  é um número grande utilizado para “relaxar” a restrição (7) quando  $K_s$  for igual a zero (“Big M”).  $K_s$  verifica quantas vezes a restrição relativa à despesa máxima (7) foi respeitada (variável inteira que pode assumir valor zero para um dado número de cenários onde essa restrição for violada).  $\alpha$  é o grau de confiança do VaR (definido pelo consumidor) e representa o percentual de séries que não violaram a restrição de despesa (7).  $S$  é o número total de séries hidrológicas simuladas e  $T$  representa a duração do contrato em análise.

A função objetivo de (5)-(10) representa a minimização da despesa esperada total do consumidor. A equação (6) representa a despesa do consumidor. As equações (7) e (8) consistem na representação da aversão a risco – VaR e seu nível de confiança, respectivamente. A equação (9) limita a quantidade flexível a ser contratada em no máximo 100%. A utilização de  $\delta$  e do próprio valor  $\alpha$  (que expressa o nível de certeza com que este limite será respeitado) caracterizam o perfil de risco dos agentes consumidores modelados neste trabalho

Quanto maior for o valor de  $\delta$ , mais o consumidor aceita pagar pelo gás, cujo limite deve ser respeitado nas  $\alpha$  melhores séries (a despesa nas demais  $1-\alpha$  séries não é limitada). Por sua vez, quanto maior o valor de  $\alpha$ , mais restritivo é o consumidor, ou seja, menos séries podem ser descartadas para satisfazer a restrição de risco.

## 4.0 - ESTUDO DE CASO

Nesta seção a aplicação da metodologia desenvolvida será realizada para um caso real. Como ponto de partida, verificou-se o perfil dos potenciais compradores do gás flexível. O tamanho potencial deste mercado ainda é uma incógnita (um recente estudo [5] da Abrace aponta que pelo menos 15% do gás consumido hoje pelo setor industrial já poderia ter fornecimento flexível). Desta forma, de maneira simplificada, consideramos como prováveis compradores os clientes industriais do Sudeste que utilizam o gás natural em suas atividades. Apesar de os conjuntos de dados representarem diversos tipos e perfis de consumidores industriais (setores siderúrgico,

vidreiro, alumínio, etc.), para efeitos de simplificação e agregação dos perfis, estes dados foram interpretados como se fossem 4 consumidores distintos, com seus perfis definidos de acordo com o volume consumido conforme mostra a **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**:

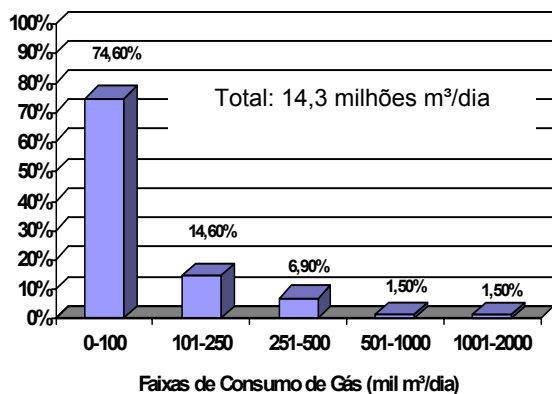


Figura 4.1 – Distribuição do consumo industrial de gás para geração de energia – Fonte: MME

Tabela 4-1 – Perfil de Consumidores

Cons.	Faixa de Consumo (milhões m³/dia)	Demanda (milhões m³/dia)	$\alpha$
1	0 – 100	10,6678	92,5%
2	101 – 250	2,0878	90,0%
3	251 – 500	0,9867	87,5%
4	> 500	0,4290	85,0%

Para cada faixa de consumo da **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** foi definido um perfil de risco ( $\alpha$ ) comum. A idéia foi tentar replicar o que de fato ocorre, tratando os consumidores com consumo diário menor como aqueles que possuem maior aversão a risco e à medida que o consumo diário aumenta, sua aversão a risco diminui. Isto é exemplificado na Tabela 4-1. Por exemplo, consumidores do tipo “1” possuem  $\alpha = 92,5\%$ , indicando que desejam estar assumir risco em apenas 7,5% dos cenários. Já consumidores tipo “4” aceitam garantir uma receita com um nível de probabilidade de 85%, e, portanto, aceitando correr risco em 15% dos cenários.

O preço para o insumo alternativo (utilizado quando o fornecimento de gás é interrompido) foi definido como 8,0 US\$/MMBTU e mantido igual para todos os perfis de consumidores. Foi assumido também que o parâmetro  $\delta$  é de 10%, indicando que  $(1+\delta) = 110\%$ . Com isso, para o caso do consumidor 2, é assumido que ele aceita pagar até 110% da sua despesa quando contratado integralmente no mercado firme em 90% dos casos, desde que a despesa média dos cenários estudados seja menor que o gasto dele quando está integralmente contratado no mercado firme (como a função objetivo é o valor esperado da despesa, se optaria pelo contrato firme caso este apresentasse menor valor esperado). Desta forma, nos casos onde o consumidor começa a compor um portfólio de contratação nos mercados firme e flexível, ocorrerá uma redução da despesa média em troca de um aumento da volatilidade. A razão é simples: o mercado flexível possuirá menor preço que o firme, mas nos casos onde o consumo é interrompido (estocástico), o uso de um combustível alternativo (mais caro) se faz necessário. Assim, o *trade-off* está na troca de uma despesa constante por outra incerta com media inferior, porém com valores extremos que podem superar em  $\delta\%$  os da despesa constante (mercado firme) com  $1-\alpha$  de probabilidade..

Foi assumida uma duração de 3 anos para o contrato flexível, e que este estaria disponível a partir de 2008. Foi então definida uma configuração de oferta x demanda de energia e o despacho hidrotérmico do sistema foi simulado para este período. O PMO do ONS de Janeiro de 2007 foi utilizado e a simulação foi realizada com o modelo de despacho SDDP, da PSR Consultoria, para um conjunto de 200 cenários hidrológicos. Foi então obtido o volume de gás natural disponível para o mercado flexível por cenário hidrológico, que corresponde à diferença positiva entre volume firme contratado total ( $ToP^{Total}$ ) das térmicas e consumo real daquelas despachadas em cada mês e cada série. Estes volumes são apresentados nas figuras abaixo.

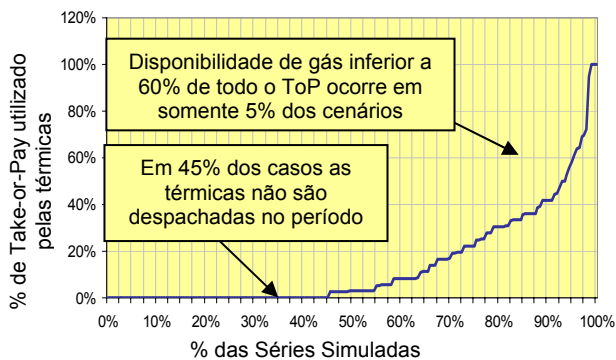


Figura 4.2 – Percentual de Gás utilizado pelas usinas térmicas ao longo do período 2010-2012

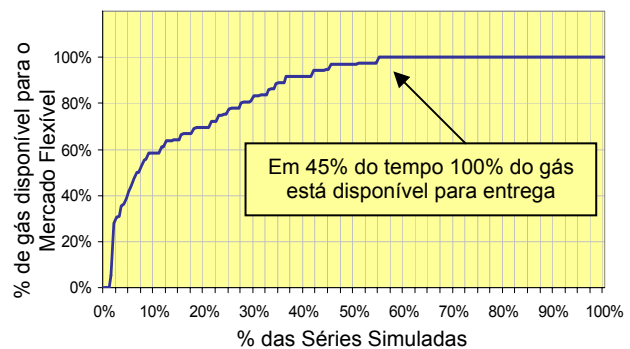


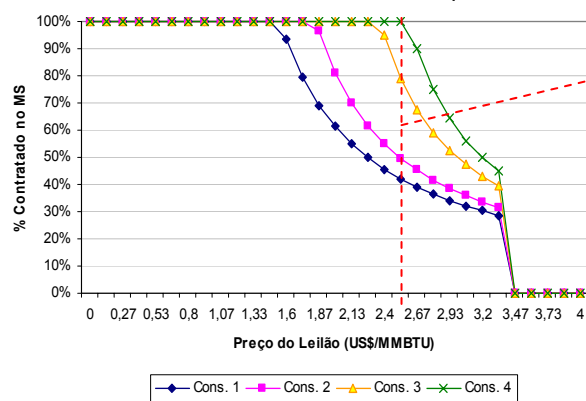
Figura 4.3– Percentual do  $ToP^{Total}$  disponível para venda

Verifica-se que, em 45% dos casos, as térmicas não são despachadas no período (2008-2011), ou seja, em 45%

das séries, há 100% do Gás Natural ofertado inicialmente ( $Oferta^{GN}$ ) estaria disponível para fornecimento à consumidores do Mercado Flexível. Em outras palavras, nestas séries, os consumidores do mercado flexível teriam fornecimento integral de gás natural sem interrupções e não seria necessário recorrer ao combustível alternativo. Neste mesmo gráfico, pode-se concluir ainda que: o risco (ou probabilidade) de ser interrompido em mais de 60% do fornecimento é inferior a 5%, o que demonstra uma oportunidade não desprezível para os consumidores em um possível futuro mercado flexível de abastecimento de gás.

Em seguida, a metodologia da seção 3 foi aplicada, obtendo assim a CDC para cada classe de consumo para diversos níveis de preços de contratos flexíveis de gás natural. O resultado da CDC *individual* de cada faixa de consumo é apresentado na Figura 4.4. Verifica-se que a estratégia de contratação dos consumidores é sensível ao perfil de risco de cada um e a atratividade do mercado flexível varia de acordo com o possível preço deste produto. Por exemplo, a Figura 4.4 mostra que até o preço de US\$ 1,46/MMBTU todos os consumidores estão 100% contratados no mercado flexível (o preço compensa as interrupções mesmo com os perfis de risco de cada consumidor) e a partir de US\$ 3,46/MMBTU não há mais interesse neste mercado (o preço já é elevado de forma a não compensar as interrupções). O consumidor “tipo 4”, menos avesso a risco, aceita se contratar inteiramente no mercado flexível para níveis de preço de até 2,67 US\$/MMBTU.

Na Tabela 4-2 apresentam-se as quantidades contratadas no mercado flexível ( $Q^{flex}$ ) e firme ( $1 - Q^{flex}$ ) para um preço de um contrato de 3 anos de gás flexível de 2,4 US\$/MMBTU. Verifica-se que, a estratégia de contratação dos consumidores varia de acordo com o perfil de risco de cada um.



Ao preço de US\$ 2,4/MMBTU:

Tabela 4-2 – Estratégia ótima para um preço de 2,4 US\$/MMBTU

Consumidor	(1+ $\delta$ )	$\alpha$	$Q^{flex}$ (%)	$Q^{firme}$ (%)
1	110%	92,5%	45,70	54,3
2	110%	90,0%	55,02	44,98
3	110%	87,5%	95,22	4,78
4	110%	85,0%	100,00	0,00

Figura 4.4 – Estratégia de Contratação de Cada Consumidor

#### 4.1 Simulação de um leilão de contratos flexíveis

Uma vez estabelecida a metodologia para determinar a disposição a contratar dos consumidores para cada nível de preço, é possível simular iterativamente um processo de alocação destes contratos via leilões, bastando para isso apenas a implementação de suas regras e procedimentos. Para o caso mono-produto, o resultado do leilão pode ser obtido através da simples composição agregada das curvas de oferta individuais e da determinação do preço único, tal que o total de oferta e demanda sejam iguais.

A Figura 4.5 mostra a CDC agregada com a demanda total dos consumidores para cada nível de preço possível do leilão. Esta curva se obtém multiplicando os dados da Figura 4.4 pela demanda de cada consumidor. Observe que, caso deseje-se ofertar o total demandado pelo mercado (14,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia) o preço de equilíbrio do leilão seria US\$ 1,46/MMBTU.

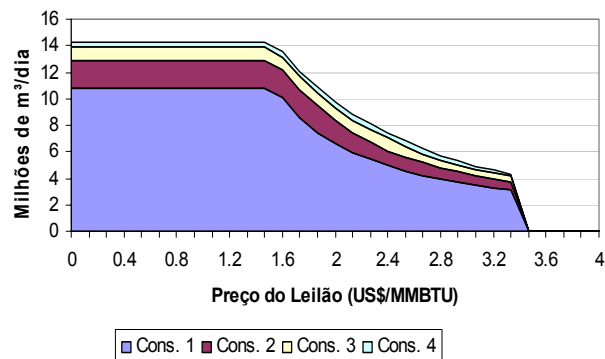


Figura 4.5 – CDC Agregada

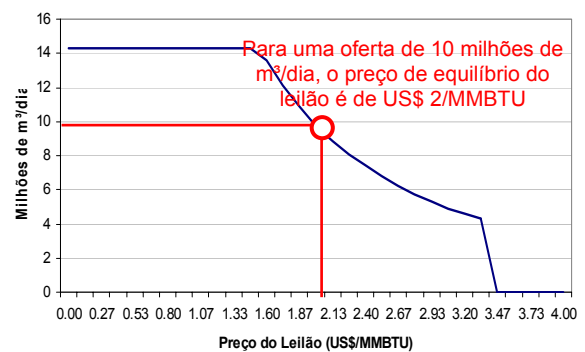


Figura 4.6 – CDC Agregada com Preço de Equilíbrio do Leilão para uma oferta de 10 MMm<sup>3</sup>/dia

Dado que se busca o preço único tal que o total de oferta e demanda sejam iguais, e como só existe um único produto sendo leiloado, para cada preço  $P$  só existe uma demanda total. Assim, o preço de um leilão pode ser encontrado traçando as CDC individuais para uma gama de preços de leilão e somando-as preço a preço.

Finalmente, basta encontrar o preço que torne a oferta igual à demanda como mostra a

Figura 4.6.

Por exemplo, caso o total a ser ofertado no leilão seja de 10 milhões de  $m^3$ /dia, o preço de equilíbrio no leilão seria de US\$ 2/MMBTU (aplicando a oferta na CDC agregada), conforme ilustra a

Figura 4.6.

## 5.0 - CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho explora a criação de um mercado *flexível* de gás, onde seriam oferecidos contratos flexíveis de gás para novos usuários industriais que poderiam receber o gás destinado às térmicas, se as mesmas não estiverem despachadas e poderia usar um combustível alternativo ou mesmo interromper o suprimento caso contrário. A criação deste mercado levaria ao melhor aproveitamento da infra-estrutura de produção e transporte de gás, evitando ou postergando investimentos no aumento da oferta de gás e na interligação dos sistemas, e seria um atrativo para o despacho flexível das térmicas, levando a uma melhor utilização dos recursos hidroelétricos.

Como mostrado, a atratividade deste contrato dependeria, naturalmente, de seu preço e o objetivo deste trabalho foi desenvolver uma metodologia para a precificação de contratos flexíveis de gás, levando em consideração a incerteza associada ao suprimento (que depende da prioridade de uso do gás pelas térmicas) e o perfil de risco destes consumidores. A metodologia proposta, exemplificada através de um exemplo real permite avaliar a atratividade dos contratos em negociações bilaterais ou através de leilões e foi exemplificada através de exemplos reais.

Diversos temas importantes não foram discutidos neste trabalho, como, por exemplo: a migração de consumidores existentes caso tenham acesso a estes contratos; quem executa a venda dos contratos; a propriedade da renda da venda dos contratos; entre outros. No que diz respeito ao modelo, outros temas de análise seriam: (i) representação da restrição de transporte de gás (como viabilizar a criação de um mercado flexível de gás natural com distribuidoras localizadas em diferentes regiões não interligadas fisicamente, ou seja, nem sempre há disponibilidade de gás natural para entrega no local onde o consumidor propenso a consumi-lo está); (ii) avaliar o comportamento do modelo, quando submetido a outras métricas de aversão a risco. Outra simulação interessante seria associar o custo do combustível alternativo ao porte ou perfil de consumo das empresas. Pode-se assumir que um consumidor de maior porte é capaz de negociar um contrato de *back-up* em melhores condições que um consumidor de menor porte.

Por fim, não se sabe ainda se existirá demanda para este tipo de produto. Entretanto, recente estudo [5] da Abrace aponta que pelo menos 15% do gás consumido hoje pelo setor industrial já poderia ter fornecimento flexível, como a Petrobras efetivamente pretende implantar em 2007 [3].

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) R.Chabar, S.Granville, M.V. Pereira, L.A. Barroso "Otimização do Gerenciamento do Contrato de Combustível de Usinas Térmicas em Sistemas Hidrotérmicos" XVIII SNPTEE, Curitiba, 2005.
- (2) R.Kelman, L.A.Barroso, B.Bezerra e M.V.Pereira "Gás Natural Liquefeito: Análise de Oportunidades e Desafios na Integração e Gerência de Contratos Suprimento de Gás Flexível", XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, 2007.
- (3) Artigo "*Petrobras flexibiliza combustível para suas térmicas*", Jornal do Comércio / Folha do GNV, fev/07 ([http://www.gasnet.com.br/novo\\_artigos.asp?cod=1134](http://www.gasnet.com.br/novo_artigos.asp?cod=1134))
- (4) A.Street, S.Granville, J.Rosenblatt, L.A.Barroso, J. Cahuano, L.M. Thomé, A. Veiga e M.V. Pereira "*Estratégias de Atuação de Agentes Geradores sob Incerteza em Leilões de Contratos de Energia elétrica*", XVIII SNPTEE, Curitiba, 2005.
- (5) "O gás flexível é possível", Revista Brasil Energia, Dezembro de 2006.
- (6) Mendes, André Gustavo Salcedo Teixeira. Tese de Mestrado, "Impactos Derivados da Criação do Mercado Interruptível de Gás Natural", Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – Brasil, junho de 2006.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Alexandre Street**, MSc em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, é pesquisador da PSR.

**Álvaro Veiga**, DSc pela ENST de Paris; é professor do Depto. de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

**André G. S. T. Mendes**, MSc em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, trabalha no BNDES desde 2003.

**Bernardo Bezerra**, MSc em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, trabalha na PSR desde 2004.

**Luiz Augusto Barroso**, DSc em Otimização pela COPPE/UFRJ, trabalha na PSR desde 1999.

**Mario V. Pereira**, DSc em Otimização pela COPPE/UFRJ, é presidente da PSR.

**Raphael Chabar**, MSc em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, trabalha na PSR desde 2002.