

# GAS BRASILIANO GBD

Gas Brasileiro Distribuidora S/A.

Rua: Bela Cintra, 904 - 13º andar  
Cep 011415-040 - Cerqueira Cesar - São Paulo - SP  
Tel.: (5511) 3177-4400  
Fax: (5511) 3177-4417



Concessionária de Gás Canalizado Área Noroeste - SP

São Paulo, 05 março de 2009.  
DIRGER-MA-2294/03/09.

Ilmo Sr **ZEVI KANN**

Diretor de Regulação Técnica e Fiscalização dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado

Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP

Rua Boa Vista, 170 - 3º e 4º andares  
São Paulo

## Ref: Audiência Pública - 2ª Revisão Tarifária

Senhores, referente ao assunto acima entrego os seguintes documentos:

- 1- relatório Manifestação da Gas Brasileiro GBD à Nota Técnica Nº RTM/02/2009 - Metodologia para o processo de Revisão Tarifária, 3º ciclo, das Concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo;
- 2- apresentação Audiência Pública - ARSESP
- 3- cd contendo os anexos acima

Marcello Agostini  
Diretor Geral

#### ARARAQUARA

Av.: dos Calabreses, 60  
Cep: 14.810-276  
F.: 16 3305.1800

#### ARAÇATUBA

Av.: das Saudades, 350  
Cep: 16.025-140  
F.: 18 3608.1331

#### SÃO CARLOS

R.: Dr. Orlando Damiano, 2.100  
Cep: 13.560-450  
F.: 16 3376.1801

#### RIBEIRÃO PRETO

Av.: Pres. Vargas, 740  
Cep: 14.025-700  
F.: 16 3913.4546



# GAS BRASILIANO GBD

**Manifestação da Gas Brasiliano GBD à Nota Técnica Nº RTM/02/2009 -  
Metodologia para o processo de Revisão Tarifária, 3º ciclo, das  
Concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo**

Março de 2009

<b>1</b>	<b>Resumo Executivo</b> .....	3
<b>2</b>	<b>Introdução</b> .....	6
<b>3</b>	<b>Filosofia Regulatória Geral</b> .....	6
<b>4</b>	<b>Abertura de Mercado</b> .....	8
<b>4.1</b>	<b>Impactos do modelo proposto</b> .....	8
	Necessidade de arcabouço legal e regulamentação jurídica da Abertura .....	8
	Impacto da demanda no cálculo das tarifas de comercialização .....	9
	Cálculo da tarifa de comercialização .....	9
	Remuneração por uso do sistema de distribuição .....	10
	Desconto na tarifa de distribuição .....	10
	Pré-aviso .....	10
	Consumo mínimo para opção de o consumidor tornar-se livre .....	11
	Definição do PUI e incremento de sua remuneração .....	12
	Balanco físico e comercial de entrega e recepção de gás .....	12
	Qualidade do gás .....	12
	Condição de concorrência na comercialização .....	13
	Garantias .....	13
<b>5</b>	<b>Cálculo do <math>P_0</math></b> .....	14
<b>6</b>	<b>Separação da margem inicial em comercialização e distribuição</b> .....	15
<b>7</b>	<b>Efeito tamanho a ser considerado na taxa WACC</b> .....	17
<b>8</b>	<b>Cálculo do Termo de Ajuste K</b> .....	18
<b>9</b>	<b>Cálculo do Fator X</b> .....	19
	Metodologia para determinar o Fator X .....	19
	Ajuste do TFP pelo volume .....	20
	Índice a aplicar para o cálculo do TFP .....	20
	Dados a utilizar para o cálculo dos Índices .....	21
	Índice dos produtos .....	21
	Ponderadores dos produtos .....	21
	Índice dos insumos .....	22
	Ponderadores dos insumos .....	22
	<i>Benchmarking</i> .....	22
<b>10</b>	<b>Estrutura Tarifária</b> .....	23
	Princípio de Estabilidade (Pág. 106 do Anexo) .....	23



	Alocação de Custos .....	23
	Encargo de Capacidade .....	23
<b>11</b>	<b>Monitoramento dos Investimentos Programados.....</b>	<b>24</b>
<b>12</b>	<b>Considerações Adicionais .....</b>	<b>24</b>

## 1 Resumo Executivo

Neste relatório se apresentam as observações e propostas da Nota técnica Nº RTM/02/2009 “Metodologia Detalhada para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo para o Terceiro Ciclo Tarifário”.

O capítulo da Filosofia Regulatória apresenta os riscos que aparecem da aplicação de métodos combinados, a citar *price cap* e *revenue cap*. O *price cap* por categoria e *revenue cap* médio global, ao determinar tarifas teto por categoria e realizar o ajuste da margem considerando tarifas máximas e não as praticadas, tiram a flexibilidade da empresa em alocar gás em diferentes categorias e embute um risco de redução da MM em caso de erros de previsão de volumes. Ocorre que, apesar de técnicas de regulação modernas, este sistema misto de regulação e suas particularidades aplicadas em São Paulo resultam em algumas anomalias e incentivos indesejados.

Outra distorção detectada aparece nas tarifas por o repasse anual das variações no preço do gás e transporte em comparação aos preços relativos de energéticos substitutos que tem seus preços ajustados de acordo com o mercado. Isso pode gerar tarifas relativas muito baixas em segmentos onde o energético alternativo se eleva durante o período ou tarifas muito altas, não competitivas quando o preço do energético alternativo se encontra baixo, obrigando a Concessionária a praticar descontos para manter Usuários de tal segmento. O repasse do ajuste dos custos de gás e transporte (*pass through*) deveria ser automático ou, no mínimo, trimestral.

O tema de maior atenção nesta nova metodologia é a Abertura da comercialização à concorrência, onde a ARSESP busca propiciar melhores preços e qualidade de serviço aos grandes consumidores. No entanto, vários das proposições e definições para realizar bem esta Abertura necessitam serem revistos ou mesmo feitos.

O primeiro ponto é definir a quem cabe o risco pelo impacto da variação da demanda no cálculo das tarifas com a Abertura: se aos consumidores ou a Concessionária. Outro ponto é a demanda com o qual se vai calcular a tarifa de comercialização. Sugere-se que esta seja calculada somente com a demanda dos usuários cativos, que causam os maiores custos nos serviços de comercialização. Com relação ainda às tarifas, sugere-se a adoção de compromissos de *ship or pay* para a distribuição e *take or pay* para a comercialização, a fim de se dar um melhor sinal aos consumidores na definição da necessidade de capacidade e consumo, mas também para assegurar a recuperação de investimentos dos agentes. Na nota técnica chega-se a sugerir um desconto na tarifa de distribuição aos consumidores livres. Isto não deveria nem ser sugerido: os descontos são uma decisão discricionária da Concessionária para manter seu mercado, pois, apesar de ter tarifas reguladas, compete com energéticos substitutos. Além disso, o regulador não pode obrigar a Concessionária a distribuir a uma tarifa inferior daquela regulada.

Quanto ao pré-aviso para saída de consumidores para o mercado livre, este se deve dar com um mínimo de dois anos, porém se respeitando o prazo dos contratos já assinados. Poderia haver a possibilidade de saída antecipada, porém com o pagamento de um encargo de saída para a Concessionária, a fim de indenizá-la por compromissos de transporte e molécula assumidos. O retorno de um Usuário ao mercado regulado deve ser feito com pré-aviso de doze meses, ressalvados disponibilidade de gás e necessidades de investimentos adicionais. O consumo mínimo para a opção por ser livre (300.000 m<sup>3</sup>/mês) é muito baixo. Propõe-se uma gradualidade partindo de um consumo mínimo inicial de 5.000.000 m<sup>3</sup>/mês chegando a 1.000.000 m<sup>3</sup>/mês em um período de cinco anos.

Quanto à definição do prestador de última instância (PUI), deve-se definir seu conceito claramente, com suas responsabilidades, atribuições, critérios de acesso, continuidade, sustentabilidade do serviço e garantia de



disponibilidade de fornecimento a todos os usuários e também se deve reconhecer um incremento na remuneração respectiva por estas atribuições e riscos inerentes a estas.

É necessário também elaborar procedimentos de programações diárias de recebimento e entrega de gás que com multas por descumprimento que garantam os balanços físicos e comerciais de gás. Com a compra de gás e transporte sendo realizada pelo próprio Usuário à comercializadora é necessário definir um percentual justo da perda técnica e embuti-lo na compra. Relacionado a este ponto o regulador deve estabelecer fiscalização para monitorar este nível de perda técnica. A qualidade do gás no duto deve ser igual para todos os Usuários, onde se sugerem a adoção da qualidade especificada na Portaria No. 104, de 08 de julho de 2002, da ANP.

Com relação à condição de concorrência na comercialização, a ARSESP determina a separação legal da comercializadora afiliada à Concessionária. Esta restrição deveria ser estendida também para o up-stream e o mid-stream, ou seja, a estrutura de todas as comercializadoras deve ser independente. No entanto, mais que ter o foco na independência física e organizacional das comercializadoras, a ARSESP deveria se focar em adotar medidas regulatórias coerentes para evitar que o mercado regulado seja prejudicado por aumentos de tarifas, advindos de impactos da saída de consumidores para o mercado livre, e evitar que a estrutura monopólica tome conta do mercado. O concessionário com Prestador de Última Instância (PUI) não seria abarcado por esta regra por atender o mercado por falta. Também com relação a este ponto as informações de quantidades, preço e duração dos contratos deveria ser pública, a fim de que os comercializadores possam melhorar sua gestão e possa ser verificável se existe concorrência de fato.

O relacionamento entre os três sujeitos (comercializador, distribuidor e usuário) na Abertura está escasso de definições, conceitos e regulamentações. O regulador deve divulgar a norma que regulamenta esta relação, no tocante a cobranças, cortes e mecanismos resolução de conflitos, entre outros. Deve-se também estabelecer garantias para os serviços da distribuidora, principalmente com respeito ao inadimplemento do Usuário com a distribuidora e com a comercializadora, a fim de assegurar a margem de distribuição da Concessionária.

Mudando de tema, se detectaram dois pontos importantes do Fator X: o ajuste pelo volume e os ponderadores dos produtos.

A ARSESP propõe um ajuste do TFP por volume, o qual é correto já que o efeito das economias de escala está incorporado no cálculo da margem máxima. Mais no anexo aplica uma fórmula que não está indicada a fonte, por tanto se considera que se deveria explicitar a mesma. Em a fórmula, a ARSESP propõe um parâmetro da elasticidade de escala igual a  $\mathcal{E} = 0.95$  e não justifica as razões pela que se estabelece esse valor. Sugere-se que se deveria fundamentar esse valor.

A ARSESP estabelece arbitrariamente como ponderadores dos produtos as seguintes participações: Quantidade de clientes: 0.5, Energia distribuída: 0.25 e Extensão de rede: 0.25. Sugere-se que a ARSESP justifique os valores mencionados. Propõe-se utilizar as participações destes produtos no custo total de produção da indústria, seguindo a metodologia empregada para a determinação do TFP para o setor de distribuição de gás natural em Victoria, Austrália, por Meyrick e sócios (2007). Estes ponderadores podem ser calculados mediante a estimação de uma função de custos multiproduto de Leontief.

Com respeito à metodologia de cálculo do fator de ajuste k se realizaram algumas observações e propostas.

A aplicação do termo de ajuste K se realiza em forma assimétrica, isto é, quando a Concessionária tenha obtido uma margem maior à MM calculada para o período t, aplica-se o termo de ajuste diminuindo as receitas do seguinte período, mais quando se apresenta a situação inversa, se considera k=0. Esta aplicação assimétrica é injusta para o concessionário. Para isto se propõe que o ajuste se realize tanto quando a margem obtida seja superior à margem média aprovada (k>0) como quando ocorra a situação inversa (k<0).

Observa-se que se deveria realizar o cálculo do termo k tendo em conta a tarifa com desconto e não a tarifa teto, de maneira que o concessionário não se encontre em risco de não recuperar a receita regulatória.



Também se propõe o cálculo de um fator K para o negócio de distribuição e outro para o negócio de comercialização, já que de calcular-se um único fator K poderiam trasladar-se os efeitos de um negócio ao outro.

Finalmente, para o fator de ajuste k, se solicita esclarecimento sobre o patamar mínimo a aplicar.

Em relação ao cálculo de  $P_o$ , o ente propõe utilizar a mesma fórmula que a empregada na revisão tarifária do segundo ciclo, no entanto esta expressão não considera a diferença que pode existir entre o volume distribuído e o comercializado devido à aparição dos usuários livres o que gera uma série de interrogantes: estariam todos os Usuários sujeitos ao mesmo regime tarifário?, Os Usuários que podem optar por contratar o serviço integrado deveriam ser considerados na expressão de cálculo do  $P_o$ ?, Que encargos se cobrariam para aqueles usuários que só optem pelo serviço de distribuição?

Para evitar isto se propõe calcular por separado um  $P_o$  para o negócio de distribuição e outro para o de comercialização.

Com respeito à estrutura tarifária, a ARSESP propõe a aplicação de uma tarifa binomial segmentando aos usuários grandes segundo seu fator de cargas com o fim de enviar um sinal apropriado de consumo, no entanto isto é insuficiente porque poderiam existir subsídios cruzados. Para melhorar este problema, se propõe a aplicação de tarifas trinomiais como se realiza usualmente em outros países.

As margens de distribuição permitem a aplicação de descontos por parte da Concessionária, onde estes descontos são discricionários da Concessionária, cabendo somente a ela a decisão de outorgar os mesmos aos Usuários. Além disso, a ARSESP não pode (e nem deveria) obrigar ou mesmo sugerir à Concessionária a distribuir a uma tarifa inferior de aquela regulada, logo, uma margem inferior.

Com respeito ao monitoramento de investimentos, se menciona a rigidez do esquema que poderia incentivar as empresas a propor planos de investimentos muito conservadores.

Finalmente, é importante também colocar a estranheza de não se aguardar a “Lei do Gás” para definir as regras de Abertura local e assinalar o curto espaço de tempo que a ARSESP disponibilizou para a análise e discussão da nota técnica. Um processo de liberalização de mercado e alterações na metodologia de cálculo das tarifas não deveria ser feito com tanta pressa.

## 2 Introdução

Em conformidade com o disposto na DELIBERAÇÃO ARSESP Nº 039, de 26-01-2009, que dispõe sobre o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo definindo o cronograma inicial de eventos, enviamos à apreciação da ARSESP o presente documento com críticas e considerações à Nota técnica Nº RTM/02/2009 “Metodologia Detalhada para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo para o Terceiro Ciclo Tarifário”, solicitando a sua reavaliação.

Os seguintes itens, além deste (Introdução), compõem este documento:

- Filosofia Regulatória Geral
- Abertura de Mercado
- Cálculo do PO
- Separação da margem inicial em comercialização e distribuição
- Efeito tamanho a ser considerado na taxa WACC
- Cálculo do Termo de Ajuste K
- Cálculo do Fator X
- Estrutura Tarifária
- Monitoramento dos Investimentos Programados
- Considerações Adicionais

## 3 Filosofia Regulatória Geral

A concessão do serviço público em regime monopolista costuma ser uma solução comum para prover certos bens públicos, como serviços de infra-estrutura. O monopólio natural ocorre quando uma única empresa tende a oferecer bens ou serviços a um custo menor, caso houvesse outros competidores. Desta forma, em casos de monopólios naturais é necessário haver uma regulação que forneça sinais ao monopolista sob a ótica econômica, através de critérios de precificação, remuneração e qualidade, incentivando o monopolista a desenvolver sua atividade com qualidade e controle de custos.

A indústria do gás natural, caracterizada por elevados custos afundados e rendimentos crescentes de escala, com custo médio e marginal decrescentes, é um caso de monopólio natural e a regulação tarifária definida para este serviço no Estado de São Paulo resulta no uso de métodos combinados, a citar *price cap* e *revenue cap*.

Este sistema misto de regulação tarifária baseia-se em tarifas máximas permitidas (*price cap*) por tipo de usuário (discriminadas por uso ou tipo de setor), conjugadas com uma margem<sup>1</sup> média máxima (*average revenue cap*) em que se determina uma margem máxima média por m<sup>3</sup> de gás vendido.

O ajuste nos custos de gás e transporte ocorre pelo mecanismo de *pass through*, sendo as variações destas parcelas repassadas às tarifas anualmente, através de uma conta de compensação acumulada no período. Esta sistemática de repasse anual gera distorções em comparação aos preços relativos de energéticos substitutos

---

<sup>1</sup> É a receita anual menos os custos de gás e transporte dividido o volume total distribuído.



que têm seus preços ajustados de acordo com o mercado. Essa situação pode gerar tarifas relativas muito baixas - em segmentos onde o mercado do energético alternativo se eleva durante o período - ou tarifas muito altas, não competitivas, quando o preço do energético alternativo se encontra baixo, obrigando a Concessionária a praticar descontos para manter Usuários de tal segmento. O repasse do ajuste dos custos de gás e transporte (*pass through*) deveria ser automático ou, no mínimo, trimestral. O ajuste apenas anual pode imbutir variações altíssimas causadas por variações no preço do petróleo (logo na cesta de óleos internacionais que compõe o cálculo da molécula) e ou no câmbio. Logo, um repasse mais imediato deve ser feito ao menos para o segmento industrial, na qual o energético substituto (óleo combustível) é reajustado de acordo com as condições de mercado sistematicamente, conforme pode ser atestado na divulgação dos preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

A estrutura tarifária é binomial, ou seja, as tarifas possuem duas componentes: encargo fixo por Usuário e encargo variável por consumo. Na Nota técnica em análise a ARSESP manifesta que manterá a estrutura tarifária desta forma, em oposição à estrutura tarifária trinomial (encargo fixo por Usuário, encargo variável por consumo e encargo por capacidade), pois alega “...*dificuldades para adaptar os Contratos de Fornecimento em vigência à nova estrutura tarifária*”. Consideramos que a implantação de tarifas trinomiais é a estrutura tarifária mais justa, pois se aproxima ao formato de custos de cada Usuário ou de cada perfil de Usuário, evitando subsídios cruzados entre Usuários que possuem consumos médios semelhantes, porém com necessidade de capacidade distinta. Para os grandes Usuários, que contam com medição de capacidade, não resulta complicado a aplicação de um encargo de capacidade.

Entretanto, deve haver simetria com relação às tarifas do mercado cativo e desregulado, pois mesmo que pareça lógico cobrar os Usuários livres considerando um encargo de capacidade, estrutura tarifária semelhante deve existir no mercado cativo, pois, se o desenho tarifário não for adequado, os Usuários podem mover-se entre o mercado cativo e livre buscando seu melhor posicionamento. Desta forma, o fator de carga deve ser considerado para todos os Usuários, do mercado livre e também regulado.

O ajuste da margem ocorre anualmente conforme variação da inflação do ano anterior, descontando-se a produtividade obtida no período através de um fator “X”. Também a margem média por unidade de volume é ajustada quando esta supera o teto estabelecido, havendo a devolução do excedente através de um termo de ajuste “K”. No caso específico do Estado de São Paulo, a definição da margem máxima se realiza em função de um volume projetado de vendas. O fator K serve, então, para corrigir a variação entre a margem máxima permitida e a margem obtida teórica por efeito das variações nos volumes distribuídos.

Ocorre que, apesar de técnicas de regulação modernas, este sistema misto de regulação e suas particularidades aplicadas em São Paulo resultam em algumas anomalias e incentivos indesejados.

O *price cap* por categoria e *revenue cap* médio global, ao determinar tarifas teto por categoria e realizar o ajuste da margem considerando tarifas máximas e não as praticadas, tiram a flexibilidade da empresa em alocar gás em diferentes categorias e embute um risco de redução da MM em caso de erros de previsão de volumes.

Segundo a própria ARSESP, o Fator K seria um “*Termo de Ajuste a aplicar no período “t” (R\$/m<sup>3</sup>)*, que tem por objetivo corrigir os desvios produzidos durante o período (t-1) da correspondente MM prevista em relação à efetivamente verificada nesse período (MO).” Ocorre que, ao calcular a margem teórica obtida (MO), resultante da multiplicação do volume real vendido pela tarifa máxima permitida, obtêm-se uma margem irreal não auferida pela Concessionária, e não uma margem efetiva que seria obtida pela multiplicação do volume real vendido pela tarifa real praticada (com a aplicação de descontos). Logo, o fator K resultante não regula a receita máxima permitida, ao contrário, regula somente o volume real vendido, sendo, então, não um regulador da margem máxima, mas um simples ponderador de volumes.

Em realidade, o próprio desvirtuamento do termo K em fator de ajuste de volumes descaracteriza o *revenue cap* pois, este em sua essência visa controlar os ganhos do monopolista via um máximo de ingressos obtidos, e não visa ser um mero fator de correção de volumes previstos.

Logo, o fator K como definido atualmente torna-se um mecanismo perverso, pois faz ajustes de uma margem que, na realidade, a Concessionária não obteve. O fator não regula a margem máxima permitida à companhia e desestimula a possibilidade da Concessionária em conceder descontos, pois não considera as tarifas reais praticadas. Ou seja, as sinalizações do atual fator K são totalmente incorretas, pois indicam à Concessionária que, mesmo obtendo uma margem inferior à margem máxima permitida (devido por exemplo a fatores de mercado), poderá ser penalizada através do redutor de suas tarifas máximas no próximo ano, e não conseguindo recuperar os seus custos necessários para obter a rentabilidade aprovada pelo regulador. Isto pode desincentivar a distribuidora em expandir seus serviços, pois não conta com as ferramentas necessárias para poder gestionar de maneira eficiente o seu mercado.

Complementarmente, há de se atentar pelo fato de que, apesar de ser um monopólio, a Concessionária tem preços tetos limitadores das tarifas por categoria e concorre com energéticos substitutos, o que restringe efetivamente seu poder de mercado obrigando, em muitos casos, a concessão de descontos que reduz a rentabilidade autorizada à companhia.

Como conclusão, tem-se que a aplicação conjunta das metodologias de regulação *price cap* e *revenue cap* em São Paulo é anômala, pois a metodologia do Fator K não funciona como regulador de receita máxima e, ao contrário, serve apenas como penalização a erros de previsão e concessão de descontos, reduzindo a oportunidade da Concessionária em obter rentabilidade apropriada sobre seus investimentos, conforme determina o marco regulatório do Estado de São Paulo. Deve-se adotar simetria na utilização do fator K (aplicar se positivo ou negativo) e calculá-lo com as margens reais obtidas, e não pelas tarifas máximas.

## 4 Abertura de Mercado

### 4.1 Impactos do modelo proposto

Os objetivos propostos pela ARSESP com a Abertura de mercado são habilitar o direito do usuário de escolher o prestador, dar acesso sem discriminação ao uso da infra-estrutura de distribuição e manter sustentável os rendimentos de distribuição em condições de entrada de novos comercializadores.

Atualmente, não existem condições para uma abertura do mercado enquanto há somente um operador integrado (monopolista), PETROBRAS, e não se sabe ainda os impactos e alterações de mercado que a “Lei do Gás”, enviada pelo Congresso Nacional para sanção presidencial, irá provocar.

Entretanto, considerando-se que a ARSESP prosseguirá com a Abertura de Mercado mesmo assim e tendo-se seus objetivos em vista, a proposta deverá ser feita com o máximo de consistência possível, a fim de tentar criar condições para que a mesma obtenha o mínimo de êxito e não prejudique o estado regulamentar atual. Porém existem nas proposições iniciais apresentadas pela ARSESP pontos de atenção e alguns vazios que merecem cuidados e discussão antes da implementação efetiva da Abertura, como a relação entre demanda e tarifas que poderá ser afetada pela Abertura, os impactos nos compromissos de gás e transporte já contratados pelas Concessionárias, pré-avisos e requisitos para os Usuários tornarem-se livre, responsabilidades do comercializador de última instância e a qualidade do gás, entre outros.

### Necessidade de arcabouço legal e regulamentação jurídica da Abertura

A metodologia de Abertura necessita de uma regulamentação jurídica, pois é genérica e carente de especificidades. Não há menção da previsão legal que norteará a Abertura. O devido processo legal deverá ser normatizado, com a elaboração das regras; regulamentos; requisitos e documentos exigidos para a autorização



prevista pela ARSESP para o exercício da atividade de comercialização; as condições claras e inequívocas para a Concessionária voltar a fornecer ao Usuário livre e também no momento em que a Concessionária passa a agir como fornecedora de última instância durante situações de crise de fornecimento; bem como deve ser elaborada a regulamentação que norteará quando o usuário compra um serviço desagregado.

Deverá ser editado o Regulamento e Código de Conduta para os Agentes da Atividade de Comercialização com suas normas, procedimentos e regulamentos.

Definidas as diretrizes regulatórias básicas para a Atividade de Comercialização, deve ser elaborado o ordenamento que norteará estas diretrizes, como também as diretrizes do Regulamento e Código de Conduta para os Agentes da Atividade de Comercialização.

No tocante às regras para medição, este regramento deve ser muito bem redigido, deixando claro e inequívoco as responsabilidades do Distribuidor e do Comercializador. É necessário definir também se os contratos de nominação de gás serão validados pela ARSESP.

Na nota técnica deve-se fixar as definições, conceitos, regulamentações e mecanismos de resolução de controvérsia no que tange ao relacionamento entre os três agentes (comercializador-distribuidora-usuário). Sem a definição prévia à Abertura de Mercado existe um risco enorme, principalmente jurídico, em caso de omissões, lacunas e contradições regulatórias.

## **Impacto da demanda no cálculo das tarifas de comercialização**

Neste processo de Abertura haverá grande mobilidade da demanda de gás que impactará nos cálculos das tarifas. Para tratar este tema existem duas possibilidades: atribuir o risco de variação da demanda aos consumidores, havendo um encargo variável que se ajustaria periodicamente de acordo com a queda ou aumento de demanda, ou atribuir o risco de demanda ao concessionário, neste caso estimando-se uma demanda regulada (única demanda segura num ambiente em concorrência) e sobre esta demanda calcular o encargo tarifário de maneira que perdas ou ganhos de rendimentos decorrentes de erros de estimação caberiam à Concessionária.

## **Cálculo da tarifa de comercialização**

Adicionalmente, a tarifa da atividade de comercialização deve ser calculada, independentemente da tarifa de distribuição. Propõe-se que no cálculo da tarifa de comercialização seja incluída unicamente a demanda dos usuários cativos (demanda regulada), pois nestes usuários os custos de comercialização são mais elevados - assumindo que o custo marginal de um usuário livre deve ser menor do que o custo médio tarifário.

Existem vários riscos, caso sejam incluídas na tarifa de comercialização tanto a demanda regulada como a não regulada: desequilíbrio de mercado, pois no custo de comercialização (de natureza fixa) cobrar-se-ia toda a demanda do mercado, incluindo o segmento que não é abrangido pelo mercado regulado; existência de subsídios cruzados, pois com o estabelecimento de um encargo médio ocorreriam subsídios cruzados entre segmentos de mercado e os diferentes perfis de consumo, onde aqueles Usuários cujos consumos são superiores aos médios arcariam com valores maiores do que proporcionalmente seus custos unitários; priorização dos melhores Usuários (“desnate” de mercado) por parte das comercializadoras, que concentrariam seus esforços comerciais em atender aos nichos de mercado de maior consumo e menor custo; falta de neutralidade na concorrência, pois se não seja calculada uma tarifa real à Concessionária faltaria a essa capacidade de competir no mercado em igualdade de condições; geração de rendas e entrada de comercializadores ao mercado ainda com custos ineficientes.

A margem atual praticada pelas Concessionárias é basicamente (e quase integralmente) para remunerar a distribuição, pois os custos com comercialização dentro da estrutura geral de custos são mínimos. No entanto, após a Abertura alguns custos de comercialização continuam existindo para concessionária, como nominação e repasse de informações de medição, mesmo não sendo o Usuário livre cliente de comercialização da Concessionária. Logo, estes custos tem de ser reconhecidos à Concessionária.

Nessa linha, com a introdução da comercialização desregulada é necessário também a reformulação do Plano de Contas que preveja a separação dos custos de comercialização e distribuição.

## **Remuneração por uso do sistema de distribuição**

A maior parte dos custos incrementais de uma rede de distribuição está relacionada ao atendimento da capacidade reservada a cada consumidor. Para obter-se a receita permitida à Concessionária, seria necessário alocar a maior parcela dos custos de prestação do serviço relacionando-os à capacidade.

Segundo este raciocínio, é necessário a adoção de compromisso de *ship or pay*, ou uma tarifa fixa mensal de reserva de capacidade, relacionada aos custos de distribuição. Desta forma, haveria garantia para a Concessionária do recebimento de sua receita permitida, além de distribuir os riscos entre Concessionária e consumidores uma vez que estes tenham um sinal correto no momento de dimensionar suas necessidades de capacidade de consumo. Admitir a assinatura de contratos com cláusulas de *ship or pay*, em realidade, é algo elementar no mundo inteiro em se tratando de serviço de distribuição de gás natural, em percentuais próximos à capacidade construída para o Usuário. Não compreende-se como os contratos e a metodologia tarifária de São Paulo não os cita.

Da mesma forma, é interesse estabelecer compromisso de *take or pay* no contrato entre o comercializador e o consumidor livre, a fim de haver uma sinalização correta da necessidade de consumo do consumidor.

## **Desconto na tarifa de distribuição**

O ponto incontroverso é que as margens de distribuição permitem a aplicação de descontos por parte da Concessionária, onde estes descontos são discricionários por parte desta, cabendo somente a ela em função de política comercial a decisão de outorgar os mesmos aos Usuários. Além disso, a ARSESP não pode (e nem deveria) obrigar ou mesmo sugerir à Concessionária praticar uma tarifa inferior àquela regulada.

Também não é aceitável repassar aos Usuários livres um desconto praticado no ano anterior aos Usuários regulados, já que um ano não é correlato ao seguinte (cenário energético diferente). Muitas vezes a necessidade do desconto está relacionada ao *interfuel competition*, parte dele relacionada à própria estrutura criada pela ARSESP através do ajuste apenas anual do custo do gás e transporte.

## **Pré-aviso**

Com relação ao gás e transporte já contratados pela Concessionária, supõe-se na nota técnica que estes contratos deveriam ter-se realizado sob o suposto da Abertura de mercado e que, portanto, deveriam ter incluído as previsões da realocação destes compromissos. Argumenta ainda que a diminuição dos volumes de gás consumido por saídas para o mercado livre se compensaria com os incrementos de volumes da demanda dos usuários residenciais e comerciais e que a Concessionária poderia conceder descontos com a finalidade de manter Usuários.

A respeito deste raciocínio, os descontos se deveriam fazer na comercialização, já que este é o negócio em concorrência e, com relação aos contratos já firmados, é incorreta a lógica proposta pelo regulador de que o volume perdido para o mercado livre pode ser substituído pelo crescimento do mercado cativo. Os Usuários aptos a se tornarem livres, tendem a deslocar grandes volumes de gás que não serão absorvidos pelos usuários residenciais e comerciais em virtude de seu baixo consumo de gás. Além disso, mesmo conhecendo a possibilidade da Abertura de Mercado, a contratação de volumes só pode ser feita em longo prazo, além de que a demanda deve ser considerada pela Concessionária enquanto existir o mercado e que este seja atendido por ela.

Em conclusão, não há mecanismos claros que possam ser adotados para prever os resultados da concorrência, sem prejuízo dos usuários cativos. Esta situação deveria ser entendida pelo regulador e aceita nas condições de

Abertura, de tal maneira que não afete o equilíbrio econômico dos distribuidores e que o impacto aos Usuários cativos seja no período de Abertura e não com anterioridade a este.

A opção de pré-aviso proposta pela ARSESP após o período de exclusividade (90 dias para contratos com até cinco anos e 12 meses para contratos superiores há cinco anos) não é razoável e trás enorme incerteza às previsões de demanda da Concessionária. Se propõe que se ajuste o período de Abertura não como sugeriu a ARSESP, senão ajustando o período de pré-aviso de dois anos proposto para a saída dos Usuários às condições contratuais antes aceitas pelos Usuários, de tal maneira que não se afete a segurança jurídica dos contratos acertados. Desta maneira, se entende que se exija o cumprimento dos dois anos de pré-aviso para a saída de Usuários para o mercado livre em qualquer caso, antes ou após o período de exclusividade, mas se mantendo o respeito e as decisões do concessionário e dos usuários ao pactuar contratos com uma duração definida, bem como as decisões do concessionário e seus provedores ao pactuar termos e condições no fornecimento e no transporte.

Se exige que para que um usuário possa efetivamente trocar de fornecedor ou negociar a tarifa como usuário livre, tenha se esgotado o atual período de contratação de fornecimento e transporte da Concessionária. No entanto, para haver a possibilidade do Usuário optar por sair do serviço regulado antes do fim de seu contrato, pode-se criar um encargo de saída que compense a Concessionária pelos custos advindos de compromissos prévios de fornecimento de gás e transporte contratados para garantir seu abastecimento.

Ao direito do usuário retornar ao serviço integrado deveria se estabelecer um prazo de aviso prévio de no mínimo 12 meses, ressalvada disponibilidade de gás e a necessidade de se realizarem investimentos em rede para atender a este Usuário em caso deste solicitar um aumento da capacidade, onde o prazo de retorno obedeceria também ao tempo necessário para realizar-se esta ampliação de capacidade.

## **Consumo mínimo para opção de o consumidor tornar-se livre**

Com relação ao direito do consumidor tornar-se usuário livre, a ARSESP propõe que esta opção seja possível a partir de consumos mensais (calculados pela média do ano) de pelo menos 300.000 m<sup>3</sup>/mês. Esse volume é baixo. Baseado na experiência em outros países se propõe uma gradualidade no processo de liberalização, adotando um consumo mínimo inicial de 5.000.000 m<sup>3</sup>/mês, baixando gradualmente até 1.000.000 m<sup>3</sup>/mês em um período de cinco anos:

ANO	LIMITE MÍNIMO m <sup>3</sup> /mês
2011	5.000.000
2012	4.000.000
2013	3.000.000
2014	2.000.000
2015	1.000.000

A ARSESP também definiu os volumes a serem liberados anualmente, sendo de até 10% do volume total vendido a usuários Não R e Não C no ano calendário anterior a 31 de maio de 2011, chegando a 20% nos anos seguintes. Estes percentuais devem ser discutidos. Sugerem-se percentuais de 5% no primeiro ano com percentuais de 10% nos anos seguintes.

## Definição do PUI e incremento de sua remuneração

A nota técnica da ARSESP menciona também a figura do comercializador ou prestador de última instância (PUI); no entanto o conceito não é desenvolvido amplamente e só se definem responsabilidades para as Concessionárias, mas não se desenvolve a contraprestação das mesmas nem o manejo conceitual do tema.

Relacionado com a concorrência varejista na comercialização, encontra-se o Prestador de Última Instância (PUI) naqueles contextos onde devem ser cumpridos critérios de acesso, continuidade e sustentabilidade do serviço e garantia de disponibilidade de fornecimento a todos os Usuários. Segundo a nota técnica, o desenvolvimento proposto é muito limitado e não corresponde realmente às funções de PUI. Somente são previstas as ocasiões de crise nas quais a Concessionária como distribuidora atenderá ao usuário, porém não são estabelecidas em quais condições serão atendidos os Usuários, bem como as responsabilidades do comercializador.

Os riscos que enfrentam comercializadores e Concessionárias são diferentes, pois enquanto o concessionário deve aceitar e atender todos os Usuários, o comercializador entrante escolhe seu mercado seletivamente. A consequência principal é que resta ao Provedor de Última Instância, no caso a Concessionária, um mercado mais custoso, ou seja, na medida que os comercializadores captam os melhores Usuários, o portfólio médio de Usuários da Concessionária começa a deteriorar-se.

Existe um desbalanceamento entre as obrigações da Concessionária como Provedora de Última Instância e os riscos inerentes a essa responsabilidade que não se reconhecidas na tarifa e que, em qualquer caso, incrementariam o custo para os Usuários cativos ou gerariam um *déficit* para a Concessionária.

Por essas razões é conveniente definir em termos gerais o PUI e também reconhecer um incremento na sua remuneração respectiva. Neste contexto deve ser considerada uma margem adicional no encargo de comercialização do concessionário. Sugere-se que se estabeleçam claramente as responsabilidades e as retribuições de ser PUI. Também que se definam as regras de regresso de um Usuário, bem como sua sujeição à disponibilidade real de fornecimento de gás e de transporte.

A distribuidora como PUI também tem as exigências de qualidade e confiabilidade do sistema, as quais se devem levar em conta nos custos no momento de calcular a margem de distribuição.

## Balanco físico e comercial de entrega e recepção de gás

É necessário elaborar procedimentos de programações diárias de recebimento e entrega de gás, com limitantes em 110% da quantidade diário programa – QDP, limitados a 105% da quantidade QDS e com limitantes horários também, onde deve haver multa por retiradas abaixo ou acima do programado. A multa por retiradas acima do limite é imprescindível para dar um forte sinal ao Usuário livre, pois sua ação pode por em risco o abastecimento de outros Usuários e do próprio sistema. Também se devem definir balanços de gás, capacidades diárias contratadas, ponto de entrega, ponto de recepção, etc.

Com relação às perdas técnicas, atualmente a Concessionária as repassa integralmente ao mercado, uma vez que no mecanismo de *pass through* atual as perdas técnicas são repassadas no próprio custo do gás aos Usuários. Com a compra sendo realizada pelo próprio Usuário à comercializadora é necessário definir um percentual justo da perda técnica e embuti-lo na compra, ou seja, o Usuário livre deverá disponibilizar no ponto de recepção a quantidade de gás equivalente a sua QDP acrescida das perdas do sistema. Sugere-se também ao regulador o estabelecimento de fiscalização para monitorar este nível de perda técnica e também para evitar sobre compras ou sobre vendas de gás.

## Qualidade do gás

Em relação à qualidade do gás, a ARSESP abre o precedente de o Comercializador informar à Concessionária a qualidade do gás objeto de cada contrato. No entanto, o que deve ser feito é fixar padrões de qualidade a



serem cumpridos independentemente do comercializador, com especificação mínima de qualidade do gás igual para todas as comercializadoras, pois a qualidade do gás no duto deve ser igual para todos os Usuários. Esta necessidade de fixar padrões de qualidade surge do fato que a distribuidora não pode controlar a qualidade de gás por comercializador, por usuário ou por contrato, à exceção de volume e pressão. Sugerem-se as especificações de qualidade mencionadas na Portaria No. 104, de 08 de julho de 2002, da Agência Nacional de Petróleo – ANP, ou qualquer outra que venha a substituí-la.

## Condição de concorrência na comercialização

A ARSESP determina a separação legal da comercializadora afiliada à Concessionária. Esta restrição deveria ser estendida também para o *up-stream* e o *mid-stream*, ou seja, a estrutura de todas as comercializadoras deve ser independente da supridora, da transportadora ou da carregadora.

Entretanto, a ARSESP não deveria se focar na simples independência física e organizacional das comercializadoras, o que não faz sentido econômico, pois é ineficaz replicar estruturas que já possuem condições de operar junto a suas proprietárias. O foco deve ser possibilitar a concorrência na comercialização.

A Abertura para gerar concorrência no mercado requer condições estruturais do setor, dentre elas número de ofertantes e comercializadores. Sendo a PETROBRAS o fornecedor monopolista de gás, não se satisfaz a condição de múltiplos produtores de gás nem de concorrência prévia no mercado atacadista. No caso de um mercado com um monopólio integrado na produção e no transporte, com participação nas atividades de distribuição e, inclusive, fazendo parte no uso final do gás, a integração vertical e horizontal de fato da PETROBRAS dificulta o desenvolvimento da concorrência a clientes finais. Neste contexto, a ARSESP deve adotar medidas regulatórias coerentes para garantir que o mercado regulado não seja prejudicado pelos impactos da Abertura nas tarifas e que o mercado livre não fique à mercê do monopolista integrado não regulado.

Outro ponto é que a informação de quantidades, preço e duração dos contratos deveria ser formalizada à ARSESP e disponibilizada publicamente por esta, a fim de que possa ser constatado se realmente há concorrência e benefícios aos usuários livres. Seria, por exemplo, minimamente estranho a PETROBRAS vender gás e transporte a um usuário livre a preços mais baixos que pratica com a distribuidora, a qual compra volumes muito maiores.

O ideal para garantir concorrência na comercialização seria haver uma regulação da estrutura de mercado onde:

- se restrinja a integração vertical de tal maneira que nenhuma atividade possa ter uma integração maior que 25%, isto é, que nenhum comercializador possa estar constituído com investidores das demais atividades em mais de 25% e que esta regra seja simétrica para todas as atividades;
- se restrinja a integração horizontal de tal maneira que nenhum comercializador possa atender um percentual da demanda do mercado potencialmente livre maior que 20%;

As concessionárias, no caso, estariam isentas desta restrição nos negócios de distribuição e comercialização a usuários finais por serem Prestadores de Última Instância (PUI), ou seja, por atenderem o mercado por falta (usuários que não tenham selecionado outro comercializador ou usuários que ficaram sem seu comercializador atual por qualquer motivo).

## Garantias

Com o relacionamento tripartite entre usuário-distribuidor-comercializador, deveriam se constituídas garantias para os serviços da distribuidora, principalmente com respeito ao inadimplemento do consumidor com a distribuidora. Nesse caso, é importante a garantia a fim de assegurar a margem de distribuição da Concessionária e não deixá-la desprotegida com respeito ao comportamento do usuário livre.

O tratamento da questão das garantias deve ser totalmente revisto, possibilitando que a Concessionária possa constituí-las na mesma base do mercado livre, posto que o risco da distribuidora fica majorado com a migração do cliente regulado para o mercado livre.

O estabelecimento de garantias é um instrumento usual de mitigação de risco no mercado mundial de gás. A própria ARSESP reconhece a possibilidade de o comercializador estabelecer garantias. É justo que a Concessionária possa também estabelecer garantias para os dois mercados, livre e regulado.

## 5 Cálculo do $P_0$

Em razão de que na última Revisão Tarifária não foi calculado o  $P_0$ , considerando-se a BRRL, foi adotado o valor da Margem Máxima tendo como base dez/2004. Similarmente, não havendo a BRRL de 2005, e coerentemente com o que foi praticado na última Revisão Tarifária, o valor de  $P_0$  para o 3º ciclo deve ser igual à Margem Máxima tendo como base dez/2008.

Na nota técnica da revisão passada o ente regulador apresentou duas fórmulas para o cálculo de  $P_0$ , as quais se representam a seguir:

$$P_0 = \frac{BRRli - \frac{BRRlf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^5 \frac{[OPEX_i + ODESP_i + CAPEX_i]}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^5 \frac{V_i}{(1+r_{wacc})^i}} \quad [1]$$

$$P_0 = \frac{BRRli - \frac{BRRlf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^5 \frac{(1-w)[OPEX_i + ODESP_i]}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^5 \frac{w.D_i}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^5 \frac{CAPEX_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^5 \frac{V_i \cdot (1-w)}{(1+r_{wacc})^i}} \quad [2]$$

Onde:

$BRRL_i$  : Base Tarifária Líquida de depreciações no início do ciclo;

$BRRLf$  : Base Tarifária Líquida de depreciações no final do ciclo;

$OPEX_i$  : Custos operativos, administração e comercialização no ano  $i$ ;

$CAPEX_i$  : Investimentos no ano  $i$ ;

$ODESP_i$  : Outras despesas, gastos e impostos no ano  $i$ ;

$D_i$  : Depreciação no ano  $t$ ;

$V_i$  : Volume de  $m^3$  de gás canalizado distribuído no ano  $t$ ;

$W$ : Taxa de impostos;

$i$ : cada ano do período do ciclo tarifário;

$r_{wacc}$ : em[1] custo de capital antes dos impostos

em[2] custo de capital depois de impostos

A diferença entre ambas as expressões reside no fato que na primeira expressão se calcula  $P_o$  empregando uma taxa antes de impostos, enquanto a segunda expressão se utiliza uma taxa depois de impostos. No entanto se pode demonstrar por meio de um exemplo que o valor obtido em  $P_o$  na primeira expressão difere do  $P_o$  obtido na segunda expressão, o que carece de sentido já que a margem máxima deve ser a mesma, indiferente da análise que se está realizando. Na presente revisão tarifaria a nota técnica apresenta unicamente a segunda expressão a qual contém um erro devido ao efeito da taxa do imposto no fluxo de caixa, por esta razão se propõe que o cálculo de  $P_o$  se realize empregando a taxa WACC antes de impostos com a fórmula [1] a qual, ao ser antes de impostos, evita este efeito.

Resulta conveniente esclarecer que a melhor opção seria empregar a taxa *equity* para realizar a análise a nível do acionista, no entanto pela simplicidade do cálculo é prática habitual empregar a taxa antes de impostos como se propõe neste relatório.

## 6 Separação da margem inicial em comercialização e distribuição

A Abertura de mercado proposta pelo ente regulador produz uma segmentação do mercado, por um lado existirá um mercado regulado composto pelas categorias residenciais e comerciais e usuários com consumo menor a 300.000 m<sup>3</sup>/mês, os quais receberão da Concessionária o serviço completo que inclui gás, comercialização e distribuição; por outro lado existirá um segmento que terá a possibilidade de optar por um mercado regulado ou a contratação de um comercializador que pode ser independente ou a mesma distribuidora.

Esta Abertura requer uma modificação da estrutura regulatória já que é necessário dividir a tarifa total em uma tarifa de distribuição e uma tarifa de comercialização para que possam ser aplicadas segundo corresponda. Sobre este ponto o ente regulador propõe uma separação de custos e capital que permite obter uma receita requerida para a atividade distribuição e outra para a atividade comercialização como mostram as seguintes formulas extraídas do anexo:

$$RRD_j = \left[ BD_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (OD_{j,i} (1-w) + ID_{j,i} - w \cdot DD_{j,i}) - d^5 BD_{j,5} \right] \cdot \frac{1}{(1-w)}$$

Onde:

$RRD_j$  = Receita da atividade de Distribuição requerida para o segmento ou classe de serviço  $j$  Residenciais, Comerciais, Industriais, GNV, Termoelétricas e Cogeração)

$d$  é o fator de desconto determinado a partir da taxa de desconto  $r$  que representa o custo de capital

$BD_{j,0}$  = valor da BRR atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento  $j$  no início do quinquênio

$BD_{j,5}$  = valor da BRR atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento  $j$  no final do quinquênio

$OD_j$  = OPEX atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento  $j$

$ID_j$  = CAPEX ou investimentos atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento  $j$

$DD_j$  = Depreciações da BRR atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento  $j$

$w$  é a taxa aplicável do imposto de renda

$i$  = cada ano do ciclo tarifário

$$RRC_j = \left[ BC_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (OC_{ji}(1-w) + IC_{j,i} - w.DC_{j,i}) - d^5 BC_{j,5} \right] \cdot \frac{1}{(1-w)}$$

A nomenclatura é a mesma que a da equação anterior, mas para a atividade de comercialização.

Ambas as receitas se recuperam por meio de dois encargos tarifários, um de comercialização e o outro de distribuição, tal como mostram as seguintes expressões extraídas do relatório:

$$RRD = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1} t_{Dj} \cdot q_{ij} d^i$$

$$RRC = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1} t_{Cj} \cdot q_{ij} d^i$$

Onde:

$RRD$  = Receita Requerida para a atividade de Distribuição;

$RRC_j$  = Receita Requerida para atividade de Comercialização;

$d$  é o fator de desconto;

$T_{Dj}$  = representa as tarifas por uso de distribuição correspondentes ao segmento  $j$ ;

$T_{Cj}$  = representa os encargos de comercialização correspondentes ao segmento  $j$ ;

$q_{j,i}$  = quantidades demandadas pelo segmento  $j$  no ano  $i$  (corresponde tanto à quantia de clientes – que multiplica os encargos fixos - como volume de consumo por tramo – que multiplica os encargos variáveis, ou capacidade contratada - que multiplica os encargos de capacidade);

No entanto esta separação dos negócios de distribuição e comercialização não se faz extensiva ao cálculo da margem máxima inicial. O ente propõe para o cálculo de  $P_0$  a mesma fórmula que a empregada na segunda revisão tarifaria a qual se detalha a seguir:

$$P_0 = \frac{\sum_j \left[ B_{j,0} + \sum_{i=1}^5 d^i (O_{ji}(1-w) + I_{j,i} - w.D_{j,i}) - d^5 B_{j,5} \right]}{\sum_{i=1}^5 d^i V_i (1-w)}$$

Esta expressão é válida para um mercado regulado que oferece um serviço integrado para todos os segmentos onde o volume distribuído seja igual ao volume comercializado. No entanto, a Abertura de mercado origina que, naqueles segmentos que podem optar por um comercializador independente, o volume distribuído defira do volume comercializado; nestes casos a expressão anterior deixa de ser válida já que a Concessionária não poderá recuperar a totalidade de sua receita no período tarifário.

Considerando as expressões mencionadas anteriormente podemos dizer que:

$$P_0 = \frac{(RRD + RRC)}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} = \left( \frac{RRD}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} + \frac{RRC}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} \right) = \frac{RRD}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V} + \frac{RRC}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot V}$$

Como se pode apreciar da expressão anterior a margem  $P_0$  permite recuperar ao final do período tarifário a receita requerida tanto para o negócio de distribuição como para o negócio de comercialização. Esta

recuperação se consegue multiplicando as tarifas pelas quantidades demandadas, como se apresentou anteriormente.

Com a Abertura do mercado acontecerá que ante a possibilidade de optar por comercializadores independentes alguns usuários livres escolham esta opção. Portanto, o volume comercializado pela Concessionária possivelmente seja diferente ao distribuído pela mesma. Neste caso, a Concessionária não vai recuperar a totalidade da receita requerida de comercialização ao considerar no cálculo da margem máxima um volume de comercialização igual ao de distribuição, o que realmente não acontecerá devido à Abertura de mercado.

Então, considerando que  $q_{Di} \geq q_{Ci}$  para um segmento com usuários livres:

$$RRC \geq \sum_{i=1}^5 d^i \cdot t_c \cdot q_{Ci}$$

Sendo  $t_c$  a tarifa teto calculada considerando a margem máxima.

É necessário aclarar que conquanto a tarifa que se cobra ao usuário não é o  $Po$  calculado, a análise é válida porque o  $Po$  deve cumprir-se a nível global, impondo uma restrição.

Como a expressão proposta pela ARSESP é válida para um mercado regulado se poderia aplicar no mercado integrado. No entanto a mesma geraria dúvidas para os usuários de segmentos livres que desejem seguir sob o sistema regulado, modalidade permitida pela regulação, por exemplo:

- Estariam todos os Usuários sujeitos ao mesmo regime tarifário?
- Os Usuários que podem optar por contratar o serviço integrado não deveriam ser considerados na expressão de cálculo do  $Po$ ?
- Que encargos seriam cobrados para aqueles usuários que só utilizam o serviço de distribuição?

Uma possível solução a este conjunto de inconvenientes é calcular um  $Po$  para o negócio de comercialização e um  $Po$  para o negócio de distribuição, cada um deles calculado com sua demanda correspondente. Desta maneira a variação das quantidades demandadas entre os dois serviços seria considerada na margem máxima obtendo-se uma quantidade mais apropriada.

Pelo dito anteriormente, o cálculo de  $Po$  se dividiria nas seguintes expressões:

$$Pod = \frac{RRD}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot Vd}$$

$$Poc = \frac{RRC}{\sum_{i=1}^5 d^i \cdot Vc}$$

As tarifas para cada negócio poderiam obter-se utilizando a proposta original da nota técnica.

## 7 Efeito tamanho a ser considerado na taxa WACC

Apesar da taxa WACC não estar em discussão nesta nota técnica, vale ressaltar que, com respeito ao custo de capital, é importante considerar um “adicional de taxa de retorno” para empresas que atuam em mercados em formação, tal como foi aprovado na primeira Revisão Tarifária.

Este adicional é necessário uma vez que empresas atuantes em mercados *greenfield* encontram-se em condições desfavoráveis para negociar o acesso a capital, já estando este conceito sedimentado na teoria financeira.

Tem-se verificado que o “beta” determinado, considerando todos os ajustes habituais, não incorpora corretamente o maior risco que os investidores requerem de uma empresa que atua neste tipo de mercado em formação.

Os estudos teóricos e empíricos que dão fundamento a esta posição afirmam que o maior risco destas companhias, no contexto do método CAPM, não é totalmente compensado por retornos elevados no longo prazo. Somente o risco sistemático é compensado na aplicação desse método e as companhias mostraram rendimentos que excedem os implícitos em seus “betas”.

Sendo assim, requer-se que seja reconhecido o “risco tamanho” à GBD, considerando a esta adicional em sua taxa de retorno.

## 8 Cálculo do Termo de Ajuste K

*“A MM é determinada e aprovada no início de cada ciclo e pode sofrer ajustes anuais em função da inflação, do fator de eficiência (Fator X) e do Termo de Ajuste K. O termo K é um fator de ajuste que compensa no ano “t” desvios da Margem Máxima ocorridos no ano anterior (t-1).”*

A aplicação de um termo de ajuste que corrige os desvios da margem máxima tenta corrigir erros que podem ser originados em função da estrutura do volume de gás projetado para cada segmento e o efetivamente consumido. O cálculo do fator K se realiza aplicando as tarifas teto aprovadas e os volumes realmente distribuídos. O diferencial entre a Margem Máxima teórica e a margem teórica obtida resulta fundamentalmente das diferenças entre a alocação dos volumes previstos por faixas e segmentos e a alocação real obtida.

Sendo este um termo que se utiliza para corrigir os desvios, a aplicação do mesmo poderia dificultar o desenvolvimento das redes de distribuição de alguns Usuários ao não permitir a conexão de usuários residenciais, já que a inclusão dos mesmos poderia gerar uma margem maior unitária, independentemente dos descontos aplicados, em virtude de que as tarifas residenciais são as que contribuem com uma margem maior.

Ao desconsiderar as tarifas reais aplicadas (tarifas com desconto), a Concessionária não recupera a receita regulatória calculada. Esta aplicação viola o princípio regulatório de recuperar a receita que foi aprovada à empresa.

Pelo dito anteriormente, consideramos que o fator de ajuste K deve considerar uma MM média calculada com as tarifas realmente aplicadas.

Outra observação importante é a determinação de que *“se  $MOt-1$  é menor que  $MMt-1$ , então  $Kt = 0$ ”* (pagina 47), ou seja, a aplicação do termo de ajuste K se realiza em forma assimétrica, isto é, quando a Concessionária tenha obtido uma margem maior à MM calculada para o período t, aplica-se o termo de ajuste diminuindo as receitas do seguinte período; no entanto, se a Concessionária obtém uma margem menor à MM, o termo K se considera igual a 0, e a empresa não recebe uma compensação em tal sentido. Essa determinação não faz o menor sentido, pois o fator K, desta forma, apenas penaliza erros da Concessionária desfavoráveis aos consumidores, havendo aí um desbalanceamento na regra determinada pelo regulador.

É por isto que se propõe que o fator K seja simétrico, permitindo também ajustes positivos quando o rendimento obtido fora menor ao projetado. Isto é, se a MM media efetiva (obtida) foi menor que a MM media prevista (fator  $K < 0$ ) deveria ser passada aos Usuários no seguinte ano. A Abertura de mercado obriga à Concessionária a desdobrar seu negócio em distribuição e comercialização gerando-se uma tarifa de

distribuição e outra de comercialização, ademais a criação dos denominados usuários livres pode gerar um volume distribuído pela Concessionária diferente do volume comercializado pela mesma.

Também é interessante ter em conta o fato que a soma de dois fluxos de caixa das atividades de distribuição regulada e da comercialização regulada é diferente do fluxo de caixa da atividade de distribuição integrada.

Considerando estes pontos se pode concluir que o fator K de um negócio vai resultar diferente do outro negócio, já que as margens obtidas, os volumes reais e os projetados diferirão de uma atividade a outra. Por esta razão se aconselha o cálculo de um fator K para o negócio de distribuição e outro para o negócio de comercialização, já que ao calcular-se um único fator K se transladariam os efeitos de um negócio ao outro.

Ademais resulta conveniente ressaltar que esta proposta está em concordância com a proposta de separar o cálculo de Po.

Em relação à metodologia da inclusão de um patamar mínimo a partir do qual o termo de ajuste K implique uma baixa anual automática, não está suficientemente clara. Portanto, se considera necessário que a ARSESP esclareça este ponto. É importante ter bem definido como se aplica o patamar e também com que critério se calcula esse mínimo.

## 9 Cálculo do Fator X

Antes de entrar na discussão propriamente da metodologia de cálculo do Fator X proposta, há de se considerar que no último ciclo de Revisão Tarifária foi reconhecida à GBD sua condição de atuante em mercado *greenfield* (não maduro). A GBD ainda encontra-se nesse mercado. O que define esta condição não é um plano de metas ou uma decisão discricionária do regulador, mas sim, o próprio estágio de desenvolvimento do mercado. Desde a última revisão, no qual aplicou-se por conseguinte um fator X igual a 0 (zero) para a GBD, a situação de imaturidade de seu mercado não só permaneceu como, na realidade, majorou-se em razão do atual cenário de competição com energéticos alternativos. Por estes motivos, é necessário durante esta revisão tarifária o reconhecimento pela ARSESP do mercado *greenfield* da área de concessão da GBD.

A seguir estão detalhadas as observações feitas na metodologia para o cálculo do fator X. Os pontos mais relevantes são o ajuste de TFP pelo volume, o índice de Törnqvist que propõe a ARSESP, os dados a utilizar para o cálculo dos índices de insumos e produtos, o cálculo para o índice dos produtos e os ponderadores dos produtos.

### Metodologia<sup>2</sup> para determinar o Fator X

Considera-se apropriada a metodologia selecionada pela ARSESP (página 86 do anexo I) para calcular o fator X. O método de Produtividade Total dos Fatores (TFP) aplicou-se inicialmente no Reino Unido e é o mais utilizado pelos reguladores de serviços públicos. O fator X fica definido como:

$$X = (\Delta TFP - \Delta TFP_E) - (\Delta W - \Delta W_E)^3$$

2 Referências utilizadas:

Coelli, T., Rao, D. y Battese, G. (1997) An introduction to efficiency and productivity analysis, Kluwer Academic Publishers, capítulo 4.

Meyrick and Associates (2007) "The Total Factor Productivity Performance of Victoria's Gas Distribution Industry", Victoria, Australia.

<sup>3</sup> A análise está baseada na seção 4.4.1.3 de Lafont and Tirole (2000) e seção 2.7 de Armstrong (2002). Ver também (1991, 1993), seção 6.3 de Armstrong, Cowan, and Vickers (1994), e Bernstein and Sappington (1999) para maior detalhe.

## Ajuste do TFP pelo volume

A ARSESP propõe (na página 90 do anexo I) um ajuste do TFP por volume aplicando a fórmula:

$$TFP \text{ ajustado pelo volume} = TFP + \left(1 - \frac{1}{\varepsilon}\right) * \Delta Y$$

Isto é correto já que o efeito das economias de escala está incorporado no cálculo da margem máxima.

Não está explicitada a fonte da qual está tomada esta fórmula, pelo que se solicita à ARSESP que cite a fonte.

A ARSESP propõe um  $\varepsilon = 0.95$  (na página 90 do anexo I) e não justifica as razões pela que se estabelece esse valor. Sugere-se que se deveria fundamentar o valor de 0.95.

## Índice a aplicar para o cálculo do TFP

A ARSESP recomenda aplicar o índice de Törnqvist para estimar o TFP. Se propõe o índice ideal de Fisher. Diewert demonstrou que dos números índices mais amplamente utilizados, o índice ideal de Fisher é o mais apropriado para calcular o TFP, em razão de que é o único que cumpre com uma série de axiomas que devem cumprir estes índices: teste de quantidades constantes, teste de cesta constante, teste de incremento proporcional em produtos e “time reversal teste”<sup>4</sup>. De todas as formas são dois índices amplamente utilizados em estudos deste tipo.

A seguir se detalha a o cálculo do Índice de Fisher.

Matematicamente, o índice ideal de Fisher é a média geométrica dos índices de Laspeyres e Paasche e pode expressar-se da seguinte maneira:

$$I_F^t = \left[ \left( \frac{\sum_{i=1}^n P_i^b Y_i^t}{\sum_{j=1}^n P_j^b Y_j^b} \right) \left( \frac{\sum_{i=1}^n P_i^t Y_i^t}{\sum_{j=1}^n P_j^t Y_j^b} \right) \right]^{0.5}$$

Onde:

$Q_F^t$  é o índice de produtos ideal de Fisher do período t;

$P_i^b$  é o ponderador do produto i para a quantidade do período baseie;

$Y_i^t$  é a quantidade do produto i para a observação do período t;

$P_i^t$  é o ponderador do produto i para a quantidade do período t e

$Y_j^b$  é a quantidade do produto j para a observação do período baseie.

A sua vez, o índice ideal de insumos de Fisher se determina da seguinte maneira:

$$I_F^t = \left[ \left( \frac{\sum_{i=1}^n W_i^b X_i^t}{\sum_{j=1}^n W_j^b X_j^b} \right) \left( \frac{\sum_{i=1}^n W_i^t X_i^t}{\sum_{j=1}^n W_j^t X_j^b} \right) \right]^{0.5}$$

Onde:

$I_F^t$  é o índice de insumos ideal de Fisher do período t,

$W_i^b$  é o ponderador do insumo i para a quantidade do período base,

$X_i^t$  é a quantidade do insumo i para a observação do período t,

<sup>4</sup> Ver Coelli et al. (1997) Cap. 4.

$W_i^t$  é o ponderador do insumo i para a quantidade do período t y

$X_j^b$  é a quantidade do insumo j para a observação do período base.

Uma vez definidos os índices de produtos e insumos a empregar, o índice de TFP ideal de Fisher pode expressar-se da seguinte maneira:

$$TFP^t = \frac{Q_F^t}{I_F^t}$$

## Dados a utilizar para o cálculo dos Índices

Considera-se que deveriam explicitar se os dados a utilizar no cálculo do índice do TFP. Se deveria explicitar que período de história se vai a utilizar.

Entende-se que o cálculo do fator X é por empresa, o que se considera correto.

## Índice dos produtos

Os produtos que considera a ARSESP (na página 90 do anexo I) são a quantidade de Usuários, a energia consumida (TJ) e os quilômetros de rede. Efetivamente as três variáveis têm impacto sobre o custo total. No entanto incluir simultaneamente quilômetros e quantidade de Usuários traz problemas técnicos no momento de realizar as regressões para estimar os ponderadores, dada a elevada correlação que existe entre ditas variáveis. Por essa razão se propõe duas versões do índice de produtos, considerando como produtos, alternativamente, o número de Usuários e os km de rede e o número de Usuários e o volume de gás vendido. Posteriormente se escolhe a versão cujos estatísticos sejam mais significativos.

## Ponderadores dos produtos

A ARSESP estabelece arbitrariamente (na página 97 do anexo I) como ponderadores dos produtos no índice de produtos as seguintes participações: Quantidade de clientes: 0,5, Energia distribuída: 0,25 e Extensão de rede: 0,25. Sugere-se que a ARSESP justifique os valores mencionados. Propõe-se utilizar as participações destes produtos no custo total de produção da indústria, seguindo a metodologia empregada para a determinação do TFP para o setor de distribuição de gás natural em Victoria, Austrália, por Meyrick e sócios (2007). Estes ponderadores podem ser calculados mediante a estimação de uma função de custos multiproduto de Leontief, tal como se detalha a seguir.

### Cálculo dos ponderadores do Índice de Produtos

Os ponderadores que se propõe utilizar no cálculo do Índice de Produtos são as participações de cada produto no custo total de produção.

O custo total de produção é uma função das quantidades produzidas, que resulta de somar o custo de Operação e Manutenção (OPEX) e o Custo de Capital (CK):

$$Custo\ Total = OPEX + Custo\ de\ Capital$$

Onde:

OPEX: Gastos de operação e manutenção;

Custo de Capital: avaliado sobre a Base de Remuneração Regulada e a taxa WACC.

Para calcular o custo total e a participação de cada insumo no custo total, é necessário estimar a demanda de cada insumo. Para isso, supõe-se que a função de produção de distribuição de gás natural é uma função

multiproduto de Leontief, isto é, de complementaridade perfeita ou de proporções fixas entre os dois insumos. O seja, supõe-se que não há possibilidade de substituir o OPEX pelo Custo de Capital (CK).

Sob o suposto da tecnologia mencionada, as demandas de insumos podem expressar-se da seguinte maneira:

$$x_i = \sum_j (a_{ij})^2 \cdot y_j \quad (1)$$

Onde o subíndice  $i$  representa os insumos e o subíndice  $j$  aos produtos,  $x$  é a quantidade de insumo e  $y$  é a quantidade de produto e  $a_{ij}$  é a proporção do insumo  $i$  no produto  $j$ , a qual se eleva ao quadrado para assegurar-se de que seja não negativo.

De acordo a (1), as demandas de OPEX e de Custos de Capital (CK) no período  $t$ , no caso de considerar como produtos aos clientes (Cl) e à extensão da rede de distribuição (Long), ficam expressadas da seguinte maneira:

$$OPEX = (a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{12})^2 \cdot Long_t$$

$$CK = (a_{21})^2 \cdot Cl_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t$$

Uma vez estimadas as demandas de insumos, é possível obter a participação de cada produto  $j$  no custo total de produção em cada ano,  $s_j^t$ , da seguinte maneira:

$$s_j^t = \frac{\sum_i (a_{ij})^2 \cdot y_j^t}{\sum_i \sum_j (a_{ij})^2 \cdot y_j^t} \quad (2)$$

Continuando com o exemplo, a expressão (2) permite obter as participações de OPEX e de Custo de Capital (CK) no custo total em cada período:

$$s_{Cl}^t = \frac{(a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{21})^2 \cdot Cl_t}{(a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{12})^2 \cdot Long_t + (a_{21})^2 \cdot Cl_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t}$$

$$s_{Long}^t = \frac{(a_{12})^2 \cdot Long_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t}{(a_{11})^2 \cdot Cl_t + (a_{12})^2 \cdot Long_t + (a_{21})^2 \cdot Cl_t + (a_{22})^2 \cdot Long_t}$$

Estima-se a equação (1) para depois obter as participações no custo total indicadas em (2), as quais, como já se mencionou, são empregadas como ponderadores no Índice de Produtos.

As estimações das equações (1) podem-se realizar com observações correspondentes as distribuidoras de gás latino americanas. As duas equações, correspondentes ao OPEX e ao Custo de Capital (CK) estimam-se por separado, empregando o método de máxima verossimilhança com informação completa, já que se trata de um modelo não linear nos parâmetros.

## Índice dos insumos

A ARSESP propõe (na página 97 do anexo I) os insumos: OPEX e custo de capital. Considera-se correto este.

## Ponderadores dos insumos

A ARSESP obtém (na página 97 do anexo I) a participação dos OPEX através da participação dos mesmos na receita requerida total e a participação dos custos de capital por diferença com os OPEX. Este critério é correto.

## Benchmarking

Na página 96, no ponto 4 que está a Proposta para Determinar o Fator X no Terceiro Ciclo da RT, diz: “A abordagem recomendada para cálculo do Fator X, a ser aplicado nos reajustes tarifários que ocorrem anualmente no período entre revisões tarifárias, é o Índice de Törnqvist para estimar a PTF, complementado

com dados de benchmarking internacional”. Mais não define para quê se utilizarão os dados de benchmarking internacional complementando o cálculo do Fator X. O Benchmarking e o TFP são dois métodos alternativos que tentam medir a mesma coisa: a evolução da eficiência da companhia. Por tanto não é possível aplicar os dois métodos conjuntamente.

## 10 Estrutura Tarifária

### Princípio de Estabilidade

(Pág. 106 do Anexo)

Um dos princípios gerais que propõe o ente no cálculo tarifário é o princípio de estabilidade que tem por meta evitar variações bruscas de preços em qualquer segmento. No caso de que isto ocorra o ente propõe uma aplicação gradual, mas sem definir a forma como será aplicado.

Também não se define como serão recuperadas as diferenças entre as tarifas aplicadas e as calculadas, ou seja, como será aplicado o mecanismo de compensação. É necessário comentar que em caso de não se aplicar um mecanismo de compensação não se cumpriria com o princípio de regulação já que a empresa não poderia recuperar a receita requerida ao existir uma diferença entre a margem calculada e a margem aplicada.

Por tanto se considera que a ARSESP deveria explicar os pontos anteriores.

### Alocação de Custos

A Abertura de mercado obriga à Concessionária a separar seus custos atribuindo-os ao negócio de distribuição ou ao negócio de comercialização. O ente propõe como critério de separação de custos o conceito de que cada negócio se faz cargo de seus custos o que cumpre com um critério essencial da regulação, no entanto não aclara como deve proceder-se com as atividades comuns aos dois negócios.

Uma proposta é a utilização de impulsores (*drivers*) como, por exemplo, os clientes ou volume para alocar os custos das atividades corretamente.

### Encargo de Capacidade

O ente regulador propõe tarifas binomiais compostas por um encargo fixo e um encargo volumétrico. O encargo fixo é igual para todos os consumidores da mesma categoria em tanto o cargo volumétrico cobra por unidade consumida, no entanto ambos são independentes de sua demanda máxima. O Ente descarta inicialmente a aplicação de um encargo por capacidade por considerar complexa sua aplicação.

A ausência do encargo por capacidade obriga a recuperar o custo da capacidade como uma média do volume entregue a cada Usuário. Desta forma Usuários com diferentes fatores de carga pagam igual tarifa média motivo pelo que se produz um subsídio cruzado entre eles. Adicionalmente se perde o efeito do sinal de preços já que nenhum usuário percebe o custo de um incremento de demanda de capacidade. Tecnicamente a recuperação do custo de capacidade por aplicação de tarifas volumétricas, além de não ser equitativa, produz uma perda de bem-estar social.

É prática internacional a aplicação de um encargo de capacidade a grandes usuários comerciais e industriais que contam com a medição da demanda máxima de capacidade. Esta estimação pode melhorar-se tendo em consideração o padrão de consumo mensal do usuário durante os últimos 24 meses.

Na página 45 se menciona um esquema de ajuste de tarifa segundo o fator de cargas o qual propõe uma redução de tarifas para usuários com um fator de cargas acima de um determinado valor. Esta segmentação resulta arbitrária já que separa o setor em dois segmentos sem justificar-se com um estudo de uso do serviço, o qual pode determinar uma segmentação maior. Ademais a regulamentação não aclara a forma de aplicação já

que o mesmo se pode realizar por fora do cálculo tarifário ou dentro do mesmo. Todas estas complicações seriam desnecessárias de contar com uma tarifa com encargo por capacidade.

Como se menciona anteriormente, numa tarifa binomial os custos de capacidade se recuperam como uma média do volume entregue a cada Usuário o que resulta ineficiente já que cada usuário não se está fazendo cargo direto de sua demanda de capacidade. Isto pode ocasionar cargos volumétricos superiores aos correspondentes e a necessidade de incorporar descontos para manter a competitividade do setor, o que resulta prejudicial para a empresa já que afeta negativamente o cálculo do fator  $k$  que se emprega para ajustar anualmente a margem máxima. Desta maneira a adoção de um esquema tarifário inadequado pode prejudicar à empresa resultando conveniente que a mesma possa optar por um esquema trinomial se assim o considera conveniente.

Para o resto dos usuários se poderiam aplicar encargos por capacidade fazendo uma estimação estatística da demanda máxima de capacidade em função do consumo mensal para cada categoria e faixa de consumo. A prática usual é a realização de uma campanha de caracterização de cargas para estimar o fator de cargas para cada segmento de consumo e cada categoria. Em alguns regulações, como é o caso de Atlanta, se aplica um encargo de capacidade também a usuários residenciais e pequenos comércios.

## 11 Monitoramento dos Investimentos Programados

A metodologia propõe realizar um monitoramento dos investimentos realizados para verificar o cumprimento das metas físicas. Neste caso se faz uma divisão dos investimentos entre aqueles de expansão e os investimentos de manutenção. Em caso que os investimentos executados tenham sido menores aos programados, calcula-se o efeito de diferencial tarifário cobrado nos anos decorridos desde o início do período até a execução do projeto.

É importante ter em conta que o esquema atual não incentiva à empresa a propor planos de investimentos otimistas pois se a demanda não se comporta como estava previsto e a empresa em consequência não realiza aqueles investimentos desnecessários, é penalizada por não atingir as metas mínimas fixadas. Por essa razão, a regulação impulsiona às empresas a apresentar planos muito conservadores com os investimentos mínimos necessários. Isto poderia produzir falhas na cobertura da demanda nos casos em que esta cresça a ritmos superiores aos previstos.

## 12 Considerações Adicionais

Há de se fazer um protesto contra o curto espaço de tempo que a ARSESP disponibilizou para a análise e discussão da nota técnica. Um processo de liberalização de mercado e alterações na metodologia de cálculo das tarifas de um dos principais energéticos do Estado de São Paulo, que movimenta bilhões de Reais, não deveria ser feito com tanta pressa. Deveriam ser discutidas com antecedência e em detalhes, a fim de se atingir condições mínimas para um processo de Abertura não seja traumático. Esse prazo curto de análise e o tratamento superficial da normatização definitivamente não são bons para nenhum dos agentes participantes.

É necessário desenhar um mecanismo regulatório que beneficie os usuários e não ponha em risco o negócio regulado de distribuição. A implementação da Abertura deveria obrigatoriamente ser postergada até que se cumpram certos requisitos mínimos para a existência de um mercado competitivo ou, caso contrário, se requer múltiplas medidas regulatórias que tratem de controlar o possível abuso da posição dominante, a potencial competição desleal e os conflitos de interesse.

Nesse mesmo contexto, a ARSESP deveria, pelo menos, esperar a promulgação da “Lei do gás”, para ter mais claro o marco regulatório nacional e avaliar seus impactos na regulação local, uma vez que o processo de

# GAS BRASILIANO GBD



desregulação da atividade de comercialização em São Paulo é apenas regional e seu regulador (ARSESP) tem um alcance limitado nas decisões regulatórias nas atividades de distribuição e comercialização apenas de São Paulo.