



AUDIÊNCIA PÚBLICA CSPE Nº 001/2004

CONSIDERAÇÕES DA CSPE SOBRE AS CONTRIBUIÇÕES E EXPOSIÇÕES

fevereiro/março 2004

ÍNDICE

APRESENTAÇÃO	1
I. 1ª. Fase (Audiência de 16/02/2004).....	2
1. ABAL.....	2
2. ABIQUIM.....	4
3. ABIVIDRO.....	6
4. ABRACE.....	8
5. ALCAN.....	10
6. CBIE.....	12
7. CISPER.....	14
8. COGEN.....	16
9. COMGÁS.....	18
10. DELTA ECONOMICS AND FINANCE.....	26
11. FORUM ZONA LESTE.....	29
12. FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS.....	30
13. NADIR FIGUEIREDO.....	34
14. SEBASTIÃO MOREIRA ARCANJO.....	36
15. SINDGASISTA.....	38
16. SOLVAY.....	40
17. ULTRAFÉRTIL.....	42
18. WALTER MELO.....	44
19. ESCRITÓRIO DE ADVOCACIA WALDEMAR DECCACHE.....	45
Anexo.....	47
II. 2ª. Fase (Audiência de 23/03/2004).....	100
1. COMGÁS.....	100
2. COGEN.....	103
3. ABIVIDRO.....	105
4. CBIE.....	106
5. FGV.....	108
6. ABRACE.....	111
7. ABIQUIM.....	113
8. ABEGAS.....	114
9. GAS NATURAL.....	115
10. GÁS BRASILIANO.....	116
11. DEPUTADO ARNALDO JARDIM.....	118
12. SINDGASISTA.....	119
13. ESCRITÓRIO DE ADVOCACIA WALDEMAR DECCACHE.....	121
14. PROPOSTA DA COMGÁS PARA IMPLEMENTAÇÃO DO ENCARGO DE CAPACIDADE.....	123

APRESENTAÇÃO

No marco do processo estabelecido pela Portaria CSPE N° 246 de 1º. de agosto de 2003 para a definição da metodologia a ser utilizada no processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de gás canalizado são apresentadas a seguir as respostas da CSPE às contribuições recebidas durante as etapas 1 e 2 desse processo (Consulta Pública e Audiência Pública N° 001/2004).

As respostas estão organizadas em um único documento. Cada capítulo identifica um participante do processo e suas contribuições. A ordem dos capítulos se encontra em seqüência alfabética segundo o nome do apresentador das contribuições.

I. 1ª. Fase (Audiência de 16/02/2004)

1. ABAL

Pela leitura e interpretação da Nota Técnica nº 3 disponibilizada pela CSPE, nós verificamos a aplicação adequada à metodologia proposta e aprovada pela audiência pública de novembro de 2003. Agora, a gente fica preocupado em relação nem tanto à metodologia, mas mais com relação à entrada de dados. Ou seja, a metodologia está coerente, o que a gente quer saber agora é se os dados estão coerentes. Não adianta termos uma metodologia correta se os dados não está sendo aplicados de forma coerente. Esse processo, como já foi verificado na própria leitura da Nota Técnica 3, apresenta o problema da assimetria de informações, já que a própria CSPE ao longo da Nota Técnica nº 3 afirmou que em alguns pontos as informações disponibilizadas não estavam de acordo com o solicitado na Nota Técnica 1. A gente verificou também a possibilidade ainda de um espaço na redução da margem através de readequação ao perfil de redução dos gastos operacionais e de investimento. É também interessante a verificação da readequação do perfil que a gente vai comentar um pouquinho mais à frente durante o Capex.

Um ponto que nós consideramos importante é que, apesar das informações não terem sido disponibilizadas de acordo com a Nota Técnica nº 1, não foi informado em nenhum momento o grau de comprometimento das análises devido a ausência dessas informações. Então nós consideramos esse um ponto importante e acho que a CSPE poderia de alguma forma passar para todos aqueles que fazem parte desse processo de audiência pública qual foi o grau de comprometimento da análise feita durante a Nota Técnica 3.

Vamos falar brevemente sobre Opex, Capex e sobre o mercado. Opex. Apesar dos cortes efetuados pela CSPE, a gente verifica que ainda pode haver algum espaço para readequação. Já foi comentado a respeito da terceirização. A nossa preocupação em relação à terceirização é que ela está se apresentando num patamar elevado, 40%. A própria CSPE já colocou como acima da média de mercado. E o que a terceirização traz de preocupação para o consumidor é primeiro o acompanhamento da qualidade da prestação do serviço e, segundo, um acompanhamento também das possíveis reduções orçamentárias, porque o grande pleito para se ter uma terceirização elevada numa empresa é redução orçamentária. Se isso não está sendo verificado, a gente teria que ter um guia a respeito dessas reduções que ocorreram no orçamento devido a terceirização.

Em relação ao Capex, não mexendo tanto no valor total do investimento projetado pela Comgás para o próximo ciclo tarifário, mas simplesmente se a gente fizer uma readequação desses investimentos, ou seja, se a gente mexer no cronograma físico financeiro desses investimentos, já tem um certo impacto no valor da margem inicial. Por que estou falando isso? Se a gente verificar o cronograma de desembolso do Capex ao longo do próximo ciclo tarifário, a gente vai verificar uma concentração maior de investimento nos primeiros anos. Se a gente mexer nessa concentração de investimentos nos primeiros anos e diluir ao longo dos próximos anos, a gente vai ter uma redução da margem e pode em determinados pontos chegar a ser significativa.

O terceiro ponto é o mercado projetado pela Comgás. Eu aqui não vou falar muito, porque acho que apresentação que o dr. Biazoto fez e a que o pessoal da Abividro fez já mostram uma necessidade de ajuste nesse mercado projetado pela Comgás. Na estrutura tarifária vale ressaltar somente a questão dos encargos de capacidade. Eu acredito que a disponibilização do estudo do IPT possa ser relevante para os consumidores. É interessante saber como foi feito esse levantamento e a definição dessa curva de carga do sistema de distribuição. A Comgás prevê incentivos para os consumidores que possuem consumo mais uniforme ao longo de um período. Eu coloquei a pergunta: como serão aplicados esses incentivos? Mas essa pergunta já foi respondida pela Comgás. A matéria-prima é inerente às associações de consumidores, há necessidade de se definir a matéria-prima como um segmento dos consumidores de gás da Comgás. A Comgás também mostrou aqui sensibilidade em relação à definição da matéria-prima, mas ela está condicionando a um esforço comum, não somente pela Comgás mas também pela CSPE e pelos produtores de gás no país, no caso a Petrobrás, e o próprio Ministério de Minas e Energia.

Comentário CSPE:

A CSPE considera que nos casos identificados em que a assimetria de informações foi detectada, os instrumentos de comparação e *benchmarking* foram mais utilizados, resultando em valores coerentes para os fins da Revisão Tarifária. Ver por exemplo respostas da CSPE, neste documento, no item 9 – COMGÁS.

O trabalho do IPT, conforme solicitado, está sendo disponibilizado no *website* da CSPE.

A respeito dos comentários sobre OPEX e CAPEX, esclarecemos que a CSPE:

- a) Realizou reduções significativas nos montantes de custos operacionais (OPEX) e dos investimentos (CAPEX) incluídos no Plano de Negócios apresentados pela COMGÁS.
- b) b) Acrescentou, de forma provisória, os valores previstos pela COMGÁS para a demanda do segmento industrial.

Esses valores ajustados dos OPEX, CAPEX e mercado de vendas foram os considerados para a determinação do valor inicial da margem máxima de distribuição (parâmetro P_0).

Adicionalmente, a CSPE realizou um estudo detalhado do mercado de vendas da COMGÁS para o segundo ciclo tarifário. Os valores obtidos nesse estudo para o segmento industrial foram os considerados no cálculo final do valor do parâmetro P_0 , conforme exposto na Nota Técnica N° 4.

2. ABIQUIM

Eu estou aqui hoje para falar um pouco sobre a criação da estrutura tarifária para matéria-prima, vou me deter especificamente em outros pontos porque os meus demais colegas aqui já falaram exatamente sobre a questão do combustível, que também interessa a Abiquim. Para vocês terem uma idéia, o consumo de gás natural hoje na indústria química representa 45% do total consumido pelo segmento industrial, que é de 17,7 milhões. Como matéria-prima hoje esse consumo é de 2,9 milhões de metros cúbicos/dia ou 13% do total consumido pela indústria. Então para a Abiquim é um segmento de extrema importância e nós gostaríamos de ver viabilizado em São Paulo. Nós até reconhecemos que a Comgás já admite a criação desse segmento, é um passo bastante importante e a Abiquim já vem tratando desse assunto inclusive com a Petrobrás. Já chegamos até a ir ao Ministério de Minas e Energia, porque realmente é um segmento relevante para química.

Por que é importante a criação dessa modalidade? Primeiro porque ela agrega maior valor ao gás e tem um efeito multiplicador na promoção de investimentos e empregos em diversas cadeias: fertilizantes, têxtil, construção civil, móveis, automobilística, entre outras. Hoje o Brasil não pode se privar disso, investimentos e geração de empregos. Segundo porque as empresas que consomem gás nessa modalidade precisam de compromissos de longo prazo, garantia de fornecimento, não se pode trocar de matéria-prima de uma hora para outra. Então as empresas realmente operam ininterruptamente, têm consumo uniforme e não sofrem com problemas sazonais como acontece com outros tipos de consumo. No Brasil nós reconhecemos que, principalmente em São Paulo, o mercado ainda está em formação, mas tem um potencial enorme de crescimento, que eu vou falar daqui a pouco com mais detalhes. Em outros países, Estados Unidos e alguns países da Europa, o mercado já se encontra bastante desenvolvido e lá a diferenciação existe, mas se dá por volume, mas o mercado lá é significativamente mais maduro do que aqui no Brasil.

Último ponto. Na utilização como matéria-prima energética eu já disse que não há substituto, diferentemente do gás energético que poderia, guardadas as devidas proporções, vir a ser substituído pelo óleo combustível. Então nós sugerimos que a CSPE implante essa estrutura tarifária em São Paulo, já reconhecida pela Comgás a necessidade, a exemplo do que ocorre na Bahia e no Rio de Janeiro hoje. Que ela agilize com urgência a definição de regras claras para que as indústrias possam começar a consumir, porque, como o Biazotto bem mostrou na transparência, nós já temos empresas querendo esse gás. Em São Paulo hoje existe uma empresa que consome cerca de 100 mil metros cúbicos por dia, que poderia tranquilamente ampliar para 150 mil metros cúbicos, em Paulínia, na cadeia de nylon, têxtil. Existe também, como já mencionado aqui, projetos importantes na área de fertilizantes, que podem chegar a mais de três milhões de metros cúbicos/dia de consumo. É um consumo bastante significativo. A Abiquim está realizando nesse momento uma pesquisa para identificação de novos investimentos, novos consumos, e nos comprometemos a entregar para vocês provavelmente no início do mês de março.

Vou procurar correr um pouquinho. Nós temos quatro grandes famílias de consumo de gás natural como matéria-prima. A primeira hidrogênio, que vai para fertilizantes, têxtil,

pneus, etc. A segunda H₂ mais CO, que é metanol e oxoalcóois, produção de madeiras, móveis, fibras, chapas acrílicas, colas. A terceira de CO, que também é de móveis, espumas, automobilística e construção. E CO₂, bebidas, têxtil, papel, solda, fundição e fertilizantes. O que eu quis mostrar aqui é a importante capilaridade dessa matéria-prima em todas as cadeias importantes geradoras de emprego e também impostos para o Estado. Só para vocês terem uma idéia, o faturamento total da indústria química em 2003 foi de US\$ 42 bilhões. A Abiquim representa esse segmento amarelo, teve US\$ 22.5 bilhões de faturamento. As empresas associadas da Abiquim, 164, representam 80% desse valor. Nós temos outros segmentos importantes também. A indústria química participa com 3,2% do PIB total do Brasil e se levarmos em conta o PIB industrial a participação é de cerca de 15%, é o segundo maior segmento industrial do PIB, só perde para a indústria de alimentos que é a primeira posição no ranking.

Eu quis terminar com essa apresentação, porque ela mostra que nós fizemos importantes esforços para aumentar as exportações de produtos químicos do Brasil, mais do que dobramos as exportações nos últimos 12 anos. No entanto, aumentamos nossas importações quase três vezes mais. E aqui sabemos que o gás natural pode ser uma importante matéria-prima para ajudar a diminuir esse déficit que em 2003 foi de US\$ 6,2 bilhões. Então, se tudo que eu falei já era importante, agregando mais esse ponto do déficit da balança comercial, a utilização como matéria-prima se faz de extrema importância. A Abiquim está à disposição da CSPE, da Comgás e de quem quiser para aprofundar um pouco mais esses detalhes e contribuir no que for possível para esse processo.

Comentário CSPE:

Tendo em conta a contribuição acima exposta, e, considerando que a cogeração é o caso com maior similaridade em relação ao setor que utiliza o gás natural como matéria prima, assim como que na Estrutura Tarifária já existe o segmento de usuários de cogeração, a CSPE decidiu estender a aplicação das margens deste segmento a todos os usuários que venham a utilizar os componentes químicos do gás canalizado para a manufatura de insumos ou produtos, excluído o uso energético resultante da queima do gás natural.

Essa decisão é descrita e justificada no item 2.4.4.1 da Nota Técnica N° 4 da CSPE, disponibilizada em consulta pública em 13 de março de 2004.

3. ABIVIDRO

O setor de vidro reúne 20 empresas e o faturamento do setor em 2003 foi de R\$ 3,3 bilhões, com uma produção de aproximadamente duas mil toneladas. O objetivo da associação é defender os interesses da indústria e ampliar as vantagens competitivas da indústria vidreira. Então eu gostaria de dizer que a gente gosta de gás, gás é bom para nós, a gente gostaria de poder utilizar mais gás e ter mais acesso a ele, principalmente por preços. Os setores que compõem a indústria de vidro são os seguintes. O primeiro deles embalagem, onde nós temos uma concorrência muito grande com outros produtores como plástico, tetra pack e alumínio. O setor de vidros domésticos. O setor de vidros planos que fornece para a indústria automobilística, construção civil e eletrodomésticos. E os vidros especiais em que cada empresa é praticamente um setor, fornecendo para lâmpadas, fibras, tijolos, isolamento térmica e acústica.

Quanto a revisão especificamente, a gente sentiu falta do plano de contas, que provavelmente foi disponibilizado para a CSPE, mas não foi disponibilizado para todos os interessados no processo, isso levaria a uma transparência maior e a possibilidade de que a gente estudasse mais a fundo, principalmente os custos de operação e os custos de investimento, Opex e Capex. Então nós gostaríamos que fosse disponibilizado para a próxima audiência pública, junto das respostas desta audiência, o plano de contas.

Sobre o plano de negócios já foi feita uma série de críticas que nós gostaríamos de reforçar, solicitando um pouco mais de abertura, um pouco mais de disclosure nas informações do plano de negócios. Para falar um pouquinho sobre a perspectiva de aumento de consumo do gás no setor de vidro, hoje aproximadamente, grosso modo, o consumo de gás natural está em torno de 400 milhões de metros cúbicos e a perspectiva é de mais 500 mil metros cúbicos/dia, o que daria 180 milhões de metros cúbicos/ano. Portanto, só o setor de vidro já poderia responder por uma parte significativa da expansão proposta pela própria CSPE. Por isso nós gostaríamos de rever inclusive esse horizonte do investimento.

E o encargo de capacidade, eu até brinquei com o Bréscia no início, a gente até que fosse retroativo, não vai dar. Mas a gente gostaria que isso fosse pensado de uma forma bastante rápida e que não fosse deixado para o ano de 2006, que pudesse ser implantado ainda neste ano da forma mais breve possível.

Comentário CSPE:

Com relação à aplicação do encargo por capacidade nas tarifas da COMGÁS no segundo ciclo tarifário, como exposto no item 2.4.3 da Nota Técnica N° 4, a CSPE observou que a proposta tarifária apresentada pela COMGÁS não cumpre o requisito do Contrato de Concessão referente a aplicação desse encargo no segundo ciclo tarifário como um dos componentes da margem máxima de distribuição.

Nesse item é expresso que:

“Na Audiência Pública realizada em 16 de fevereiro de 2004, o cumprimento dessa disposição do contrato foi exigido, com legitimidade inquestionável, por vários grupos de usuários.”

Com a finalidade de assegurar a efetiva implementação dessa disposição no marco do processo de revisão tarifária em andamento, a CSPE está oficiando na data desta consulta pública solicitação à COMGÁS para que apresente proposta de alocação da margem de distribuição às tarifas, conforme exposto no Anexo IV da Nota Técnica 1, ou seja: Encargo do usuário por fatura emitida; Encargo por capacidade; e Encargo volumétrico por metro cúbico de gás canalizado distribuído.

A CSPE define que a aplicação do encargo por capacidade seja apenas sobre aqueles classificados na categoria Grandes Usuários, com a exceção dos segmentos Cogeração e Termelétrica.

A COMGÁS deverá considerar na sua proposta as receitas anuais geradas por esses segmentos obtidas pela CSPE no marco do processo de revisão tarifária. Com base nos valores informados pela CSPE nesse Ofício, a COMGÁS deverá apresentar a sua proposta de incorporação do encargo por capacidade na Estrutura Tarifária até 18 de março de 2004, que será disponibilizada no website da CSPE de forma a viabilizar a discussão do assunto no processo de consulta pública em andamento.

Adicionalmente, a Concessionária deverá realizar uma apresentação dessa proposta na Audiência Pública a ser desenvolvida em 23 de março de 2004”.

A CSPE entende que a síntese do Plano de Negócios, apresentada pela Comgás, publicada em seu website, contém as informações suficientes para a compreensão do processo. O Plano de Negócios e de Contas, completos, contém informações (reservadas) consideradas de caráter estratégico e sua divulgação é considerada restrita.

4. ABRACE

A Abrace representa mais de 40% do consumo de gás natural canalizado no país, são 58 complexos industriais. E eu quero dizer que a Abrace desde dezembro é também uma entidade não só de grandes consumidores industriais de energia, mas de consumidores livres estatutariamente. Com toda a paciência estamos aguardando os 12 anos se passarem para sermos livres em gás.

Nós pretendemos contribuir para otimizar o esforço da CSPE, que nós reconhecemos. Verificamos que houve aplicação adequada da metodologia e aprovada na audiência pública de novembro de 2003, não obstante a ausência de informações completas e detalhadas pela Comgás. Ao mesmo tempo a gente constata a assimetria de informações. Há informações que são disponibilizadas pela concessionária, principal interessada no seu processo de revisão tarifária. A questão é a seguinte: não há condições de contestabilidade quando atrás de cada número há mais números que se vão buscar infinitamente, o que torna opaco. Não é nossa vida examinar contas da Comgás ou de quem quer que seja em serviços públicos, mas tem ficado impossível até para a própria comissão. Quanto a análise qualitativa da operação e das projeções da Comgás, a análise dos dados mostra que existe espaço para redução da margem através da readequação de perfil, redução dos gastos operacionais e de investimentos. Ainda há espaço. Nós entendemos que, por exemplo, o tamanho do mercado não está devidamente dimensionado, isso causa impacto importante nas presumidas tarifações.

Quanto a transparência do processo, nós consideramos que ele pode ser aperfeiçoado. É o primeiro conduzido pela CSPE e a CSPE é um orgulho para todos nós. Então, contributivamente, como ainda haverá novas etapas do processo, nós entendemos que a base de dados é insuficiente, não atende à especificação da Nota Técnica nº 1, como já foi dito por outros aqui, quanto ao detalhamento de informações. No detalhamento dos cálculos não foram disponibilizadas todas as aberturas de cálculos e bases de informações utilizadas. Até entendemos que a própria comissão haverá de contratar uma auditoria para ela mesma ter acesso a base de dados. E há uma exigüidade de prazo para avaliação das informações disponibilizadas e utilizadas no processo de revisão tarifária.

Quanto a essa exigüidade de prazo, alguém vai dizer que o processo está durando alguns meses. Não é bem assim, entre o instante em que se tem acesso aos dados e o instante em que vamos nos manifestar, nesse intervalo há uma exigüidade, porque nós não somos entendidos em gás, temos que recorrer a consultores, temos que sair do nosso negócio, não temos executivos especializados nisso, é uma complicação. Isso porque somos responsáveis por 40% do consumo, eu imagino a dificuldade que encontram outras entidades organizadas da sociedade. Então eu queria novamente nos oferecer para a construção desse processo e esperamos que haja todo o sucesso em benefício de todos, que a saúde da Comgás seja preservada e que nós possamos ser mais competitivos.

Comentário CSPE:

A CSPE considera que na Nota Técnica Nº 3 são apresentados de forma detalhada todos os cálculos referentes a aplicação dos procedimentos metodológicos definidos na Nota Técnica Nº 1 para a determinação de cada um dos parâmetros que é necessário definir para obter o valor da margem máxima inicial (P_0) mediante a

equação do Fluxo de Caixa Descontado, para o caso específico da revisão tarifária da COMGÁS.

Considerando as limitações impostas pelas disposições contidas no Contrato de Concessão, em particular a obrigação regulatória de basear a revisão tarifária na análise e avaliação do Plano de Negócios e informações contábeis da Concessionária, a CSPE entende que os métodos e procedimentos estabelecidos na Nota Técnica N° 1 permitiram minimizar os efeitos negativos da assimetria de informação.

Os valores dos parâmetros do Fluxo de Caixa Descontado (custos operacionais e dos investimentos, base de remuneração regulatória, mercado de vendas) incluídos no Plano de Negócios apresentado pela COMGÁS foram ajustados pela CSPE, com base em avaliações próprias da Comissão.

Sobre o Plano de Negócios, ver comentários às colocações da ABIVIDRO.

5. ALCAN

As nossas contribuições são todas centradas na estrutura tarifária. A estrutura vigente na verdade é composta de uma tabela tarifária em que você tem os segmentos residencial, industrial e comercial com preços fixos e variáveis, definidos por classes, com dez classes. E a estrutura nova proposta é uma tabela com as várias classes de consumo, sendo que a industrial e a comercial apresentam ambos preços fixos e preços variáveis por consumo, sendo que a residencial tem a característica de ser um cálculo em cascata.

A gente vai mostrar essas tabelas na forma de gráfico. Aqui temos em vermelho a margem, em azul o preço total do gás e entendam aquela faixa ali como sendo o preço do gás mais transporte. Hoje o que vigora é isso e nós vamos deixar nas próximas curvas essas figuras em tracejado para a gente comparar o que aconteceu na estrutura nova que está sendo proposta. A gente vê claramente aí que no segmento industrial muito pouca coisa mudou, o que foi feito foi basicamente um X, um preço no meio de curva e foi feito um deslocamento para cima no segmento dos consumos mais baixos e uma ligeira redução nos consumos mais altos. Nós gostaríamos de saber por que isso foi feito e qual o critério que está por trás disso. Obviamente, como grandes consumidores de gás gostaríamos que esse giro fosse um pouco maior. Isso é muito complicado nesse momento, mas aquelas duas linhas de baixo que estão ali na horizontal representam a margem internacional, tirada dos países da OCDE, que sinaliza um preço médio para o segmento industrial em torno de 0,75 dólares. É lógico que estamos falando de um mercado maduro, uma infra-estrutura que já alcançou essa maturidade. Mas quando comparamos, por exemplo, com consumos acima de um milhão de metros cúbicos/dia temos aí mais do que o dobro, estamos falando de alguma coisa de 0,35 para algo mais do que 1,5. Então é algo significativo, mas nós gostaríamos de para o futuro caminhar para os preços internacionais.

Aqui nós estamos vendo o que foi colocado há pouco, estamos falando do residencial. Na linha vermelha temos o anterior e agora temos a proposta. Vemos claramente como se fosse uma corda esticada e o interesse aí foi privilegiar o setor residencial na faixa de consumo entre cinco e 25 metros cúbicos/mês. Então o que foi feito ali foi puxar realmente a margem para baixo, privilegiando o setor residencial. Também não temos como verificar o impacto disso. No comercial o que foi feito, obviamente respaldado por um plano de negócios em que se objetivou atingir determinado segmento, na faixa entre 50 e 150 metros cúbicos/mês foi feita também uma redução substancial, aí sim com um significativo prejuízo ao muito pequeno comércio, que teve a sua margem aumentada, e também no segmento próximo a 10,5 metros cúbicos/mês houve uma redução na margem. O que se vê nesses gráficos é que não se fugiu das trajetórias de margem anteriores, com pequenas modificações em determinados segmentos.

Aqui temos diversas figuras de margens de algumas concessionárias de distribuição de gás no Brasil. Na linha azul temos a margem internacional e o que a gente vê claramente numa determinada faixa é que, se a disponibilidade de gás natural hoje for um critério de decisão para uma indústria se estabelecer em determinada parte do país, o Estado de São Paulo pode ser prejudicado por ter uma margem industrial substancialmente maior do que algumas distribuidoras que estão colocadas ali nesse gráfico. A gente está querendo comparar basicamente com a Comgás no Rio de Janeiro.

A Comgás tem um número de consumidores significativamente maior, 50% em relação à sede, e tem um mercado menor, um mercado de 4.1, um mercado de 40% em capacidade com um número de consumidores maior. No entanto, ela tem uma característica na margem industrial menor do que a Comgás. A gente gostaria de ter como separar o porquê dessa situação de margem da Comgás com a sede.

Finalizando as nossas contribuições, foi praticamente mantida a estrutura tarifária anterior com alterações no segmento de mercado residencial bastante expressivas, difícil até de ser combatido porque na verdade se busca uma multiplicidade tarifária para o residencial. O comercial claramente tem dois segmentos que foram rebaixados, mas um item importante é que não foram disponibilizadas informações suficientes para consubstanciar a estrutura da tarifa proposta. Uma comparação da margem média por segmento não pôde ser feita, porque não houve informações a respeito, por exemplo, da distribuição entre os consumidores por faixa de consumo dentro de um mesmo segmento. Os valores de margem praticados nos segmentos residencial e industrial estão muito maiores do que os praticados nos países que já têm uma infra-estrutura de gás madura. Mas chamo a atenção para o residencial, que é cerca de quatro vezes maior do que a prática internacional. A estrutura tarifária da Comgás é substancialmente maior do que a CEG, não há como a gente fazer uma comparação, mas gostaríamos de entender o porquê disso. Há indicação da adoção da cobrança de encargos de capacidade em 2006, já foi falado anteriormente, nós não tivemos capacidade de analisar o trabalho do IPT, vamos analisar. Mas gostaríamos de saber como é que vai ser feito, se haverá um deslocamento da curva de consumo, da margem industrial, ou se vão ser feitas classes tarifárias dentro da própria indústria, de acordo com o fator de carga. A retirada do incentivo é uma coisa mais recente, por isso colocamos no último tópico. Houve a retirada do incentivo para as tarifas de consumidores no Vale do Paraíba, essa retirada foi abrupta, na época do incentivo não havia a sinalização de que essa retirada ocorreria de forma abrupta e isso pode comprometer o planejamento financeiro das empresas que estão localizadas no Vale do Paraíba.

Comentário CSPE:

A revisão tarifária em andamento refere-se exclusivamente à fixação de novos valores das tarifas para o serviço de distribuição de gás canalizado (margem máxima de distribuição). A CSPE determina as margens desse setor da indústria do gás, que representam, na atualidade, 30 a 40% do total da tarifa industrial. As tarifas da CEG refletem as condições locais da área de concessão, inclusive no que se refere à utilização do Gás Nacional, em vez do *mix* nacional e boliviano aplicável no Estado de São Paulo.

As comparações internacionais de margens no segmento residencial devem levar em conta o consumo médio neste setor, que na área da COMGÁS é de cerca de 17 m³/mês, enquanto nos países com clima temperado e frio os valores em geral ultrapassam 80 m³/mês, pela tradição do uso do gás no aquecimento de água e calefação.

Conforme exposto nas Notas Técnicas N° 3 e 4, nesse processo de determinação do valor inicial da margem máxima de distribuição para o segundo ciclo tarifário da COMGÁS e fixação de tarifas para cada segmento de usuários, a CSPE aplicou os critérios e procedimentos metodológicos estabelecidos no Contrato de Concessão e na Nota Técnica N° 1.

6. CBIE

Vou fazer três comentários curtos, para atender inclusive os cinco minutos propostos, um de cunho mais geral, outro de cunho mais teórico e por fim sobre especificamente a estrutura tarifária proposta pela Comgás e o trabalho que está sendo executado pela Comissão de Serviços Públicos de São Paulo.

No comentário mais geral, eu queria dizer a vocês que este evento em que estou participando aqui é, hoje em particular, o terceiro evento de que participo aqui em São Paulo. De manhã estive num evento sobre álcool, promovido pelo jornal Valor Econômico. Depois estive na Fiesp, sobre modelo elétrico, e agora aqui na audiência pública. Estou falando isso porque nos dois eventos em que eu participei pela manhã todos os agentes presentes reclamavam muito da ausência de marco regulatório. Reclamavam inclusive de que o governo federal não está entendendo que contrato de concessão é feito com o Estado e não com o governo. Então, por não ter esse entendimento, está propondo uma série de rompimentos que está afastando o investidor privado deste país dessa área de infra-estrutura. Eu acho que sem investimento privado na área de infra-estrutura a gente vai caminhar para um colapso, um colapso de falta de energia elétrica, falta de gás, falta de estradas, falta de portos. E a gente fica contente de chegar aqui nesse terceiro evento e ver que São Paulo está mostrando que dá para ter regulação no Brasil. A regulação é uma coisa possível de ser feita, não há esse conflito. É óbvio que há um conflito, mas não há esse conflito de inimigos entre o regulador e o regulado. O regulador tem sim que proteger o consumidor, mas tem que incentivar o investimento também, porque sem investidor não tem consumidor.

Então esse primeiro comentário eu queria deixar aqui para os senhores. O segundo, do ponto de vista mais teórico, é dar parabéns à CSPE, repetindo um pouco o que o dr. Ashley colocou aqui, pela transparência com que estão sendo feitas essas audiências públicas. Realmente, como ele bem disse, transparência é essencial, é fundamental em processos onde se está regulando uma atividade de serviço público. O segundo comentário teórico é sobre a questão da assimetria de informação, que eu ouvi aqui vários agentes colocarem como sendo uma das falhas que está ocorrendo no processo. A gente que estuda isso há algum tempo entende que assimetria de informação é uma coisa muito complicada, é o grande desafio das agências reguladoras. Não é um desafio trivial, até porque essa assimetria de informação não é só entre o regulador e o regulado, também entre o consumidor. O consumidor também pode fornecer informações que criam dificuldades para o regulador inclusive fazer as propostas dele.

Então essa questão da assimetria de informação não se resume à relação regulador/regulado, é mais ampla que isso, ela atinge os consumidores também na hora de fazer previsões de mercado, na hora de estipular qual vai ser o consumo nos próximos cinco anos, que é básico para ter uma estrutura tarifária. Então acho que esse é um desafio permanente que não vai se resolver aqui. Aqui tem gente na platéia que entende melhor do que eu desse assunto e sabe que não é uma especificidade brasileira. No mundo inteiro, quando se faz audiências públicas para se definir tarifas, que é a questão principal da atividade do regulado para que ele consiga investir, essa questão da assimetria de informação está presente. Então a gente tem que procurar, logicamente, minimizá-la.

Acho que agora está na moda usar figuras de linguagem, então a tarifa residencial proposta é a Robin Hood, ela está tirando de quem consome mais e beneficiando quem consome menos, o que até tem uma certa lógica dentro da teoria econômica, dá também para explicar quando você quer promover um aumento maior nas classes de renda mais baixa, quer ter um espírito mais distributivo na tarifa, mas eu acho que é um grande avanço que a Comgás está propondo, ser um pouco Robin Hood.

O segundo ponto é a questão da criação dessa banda para medidores coletivos. Acho que também é um avanço porque isso vai incentivar um consumo mais eficiente do gás. Não é justo dentro de um condomínio, dentro de um edifício, aquele cidadão que não tem noção de que gás é uma energia não renovável (não esqueçamos que gás é não renovável, acaba um dia, igual ao petróleo), ele não está preocupado com isso, gasta sem saber o que está gastando porque no final das contas vai pagar a mesma coisa que outro cidadão que tem consciência de que o gás é uma energia não renovável. Portanto, a criação dessa banda nova de energia seletiva é também um avanço.

O terceiro avanço é também criar no comercial uma baixa de tarifa no chamado setor intermediário. O que é o intermediário? São restaurantes, bares, padarias. É um setor onde existe muita concorrência. Então, em tese, é um setor que tem tudo para repassar para o consumidor uma queda de tarifa. Ou seja, o gás natural em bares, restaurantes e padarias pesa muito no custo total desse comércio, mas ao mesmo tempo é um comércio que tem muita concorrência entre eles. Portanto, ao rebaixar essa tarifa do comercial intermediário, a gente tem esperança de que o consumidor final seja mais uma vez privilegiado com esse tipo de postura na tarifa. E um último comentário, acho que é legítimo o setor industrial reclamar e pedir uma baixa de tarifa, exigir tarifas baixas para aumentar a nossa produção industrial e gerar mais empregos, eu acho que isso é bastante legítimo e é importante que seja feito.

Para terminar, eu aprendi na última audiência pública e tenho citado várias vezes, só peço desculpas se os autores dessas frases estiverem aqui, não me lembro quem as disse. Mas certamente a estrutura tarifária que a Comgás está propondo e o trabalho que a CSPE está realizando está baseado em duas frases que foram ditas aqui. Gás no poço não vale nada e o gás mais caro é aquele que não existe.

Comentário CSPE:

As contribuições acima expostas foram consideradas pela CSPE na definição dos valores das tarifas para cada segmento de usuários, conforme exposto na Nota Técnica N° 4.

7. CISPER

A Cisper é uma empresa do segmento de embalagem de vidro, uma das mais antigas e tem o gás natural nos seus principais insumos, é muito sensível ao gás natural. Temos unidades em São Paulo e no Rio de Janeiro e gostaríamos de fazer um pequeno comentário sobre a parte de gastos operacionais, o Opex. Conforme apresentado pelo dr. Bréscia, Opex é a composição dos gastos de manutenção e operação, não está envolvido aí investimento, depreciação e assim por diante. Então são gastos do dia-a-dia. Nós notamos também uma carência de informações no plano de negócios da Comgás, o nível de detalhamento. Pela CSPE, também por falta dessas informações, alguns trabalhos de assunções foram feitas e não sabemos até que ponto comprometeram as análises. Mas também não sabemos até que ponto que tipo de medidas foram feitas para atenuar essa falta de informações.

Nós tomamos a liberdade de fazer alguns comparativos sobre Opex. Eu tenho três pontos que queria comentar com vocês. Investimentos em 100 unidades de reais por quilômetro de rede. A parte do plano de gás da Comgás mostra em 2004 e 2005 um acréscimo, um aumento de custo de operação por quilômetro. Isso é realmente algo estranho e a CSPE já fez esse ajuste, mantendo os valores aqui de 60. Esse é um valor realmente estranho e gostaríamos de fazer uma comparação com a CEG. Nesse mesmo caso observem que os dados da Comgás estavam na faixa de 70 em 2002 e a CEG já está na faixa de 40 na mesma unidade, quer dizer, é um valor sensível. É importante lembrar que a SEC é de 1854 e a Comgás de 1872, são empresas velhas e maduras, não são empresas novas começando. Outro comparativo seria a parte de reais por metro cúbico de gás. Repete-se a mesma distorção, em 2004 e 2005 um aumento, estranho aumento aqui do percurso por metro cúbico operacional. A mesma ação foi tomada pela CSPE, que nivelou a níveis mais baixos aqui para os quatro anos. É um terceiro comparativo é sobre o gasto de Opex sobre o número de consumidores. É interessante que aumenta o número de consumidores da Comgás, mas também para 2004 e 2005 se repete esse trinômio aqui, um incremento de custos. Quanto mais aumenta o número de consumidores, aumentam os custos. A CSPE também fez um nivelamento aqui, abaixa a níveis inferiores de 2002. E o interessante é que a CEG no Rio de Janeiro hoje em dia possui um número de consumidores equivalente ao volume que a Comgás prevê em 2008, o mesmo volume. Observa-se que estamos aqui na faixa de 150 a 200, quando o dado da Comgás até extrapola a escala aqui dentro.

Como colaboração ao processo, nós gostaríamos só de fazer algumas observações da parte de Opex. Também me chamou a atenção o nível de terceirização, 40% é um número bastante elevado para quem opera em empresa, e pessoal próprio 23%. Esses dados retirados da documentação da norma técnica. A CSPE também manifestou preocupação nesse sentido e também fica a nossa dúvida porque a terceirização elevada pode significar problemas de qualidade, exige um controle muito grande, como também de outro lado pode ser até uma flexibilidade boa de controle de custos. Então acho que mereceria uma análise mais detalhada.

Comentário CSPE:

Conforme exposto na Nota Técnica N° 3, a CSPE realizou uma redução regulatória significativa do montante dos custos operacionais (OPEX) previstos para cada ano do segundo ciclo tarifário no Plano de Negócios apresentado pela COMGÁS. Esses valores reduzidos foram os considerados para a determinação do valor da margem máxima inicial de distribuição (parâmetro P_0) para esse ciclo, aplicando a equação do Fluxo de Caixa Descontado, conforme exposto na Nota Técnica N° 1.

Adicionalmente, ciente de que é possível ajustar os OPEX da COMGÁS a valores ainda menores, a CSPE decidiu manter constante o valor desses custos operacionais durante todo o segundo ciclo tarifário da Concessionária, no montante determinado para o primeiro ano desse período. Essa exigência regulatória de maior eficiência operacional para a COMGÁS é refletida no valor do Fator X (reductor da receita da empresa) definido pela CSPE por ocasião da revisão tarifária.

Quanto à terceirização de serviços, a ação regulatória da CSPE é não intrusiva ou invasiva da gestão da Concessionária. Porém, a Comissão tem a responsabilidade essencial de monitorar a qualidade do serviço recebido pelos usuários do gás canalizado, assim como as condições de segurança que deve observar a Concessionária nessa prestação. A CSPE está cumprindo essa obrigação regulatória desde a data de início de suas atividades.

8. COGEN

A contribuição que nós estamos querendo dar para essa audiência pública é no sentido um pouco mais light do que as apresentações anteriores, mas de fomentar a questão da co-geração de energia utilizando gás natural. Alguns slides apenas para trazer algumas informações importantes, eu vou tentar dentro dos cinco minutos cumprir tudo que eu tenho que falar. Aí temos duas fotos de Nova Iorque, antes do blecaute e depois do blecaute. O que se vê nessas fotos é que, depois que aconteceu o apagão, algumas áreas ficaram iluminadas. Isso mostra que a geração distribuída existe com um peso muito grande em países desenvolvidos e isso é o que nós estamos trazendo para o Brasil, a gente quer desenvolver isso de uma forma mais agressiva e para tanto precisamos resolver algumas coisas que hoje são estorvos para o negócio de co-geração. Esse é um slide de investimentos. Os investimentos em 1990, dólar por quilowatt gerado, era em torno de 1.350. Hoje já estamos chegando na faixa de 600 dólares e isso tende a diminuir, como mostra o gráfico até 2005. Esse é um slide que mostra qual é a contribuição da geração distribuída para o país. Isso é o futuro indiscutivelmente.

Observem que o que é gerado por uma concessionária, em torno aí de mil megawatts, uma termoeétrica, por exemplo, poderia estar muito mais próxima do cliente final com pequenas gerações, ou seja, uma co-geração numa indústria ou num grande comércio ou geração distribuída mesmo, próximo do usuário final, evitando os custos de transmissão e as perdas, ou seja, aumentando a eficiência da geração de energia.

Aqui uma comparação rápida. Do lado esquerdo está mostrando como é o sistema mais tradicional no país, pode ser uma usina hidroelétrica como pode ser uma usina térmica. O caminho até chegar ao usuário hoje normalmente é linha de transmissão. E do lado direito mostra como é que vai ser o futuro da geração distribuída, onde nós vamos ter um www, a informática, a tecnologia de informação utilizada para geração de energia, como já é em alguns países da Europa. Aí são as aplicações da co-geração: na indústria na geração de vapor frio e na agricultura aquecimento de estufa. Um exemplo disso é que na Holanda, pela característica do país, quase todas as estufas de flores têm co-geração, então eles estão conectados com as redes elétricas mandando e recebendo energia elétrica. Aí o porquê fomentar a co-geração. É muito maior a eficiência energética com co-geração. A questão do uso no local da energia, como eu já disse, reduzindo investimentos de transmissão. Segurança operacional, porque se tem uma qualidade melhor. Competitividade, desenvolvimento sustentável, uma forma de desenvolver as descobertas na bacia de Santos com maior rapidez, e oportunidades de emprego.

Aí a gente começa a entrar na questão do preço do combustível, que no caso é o gás natural. Hoje não é competitivo. Essa é uma das restrições mais importantes da questão da co-geração. As outras são reserva de capacidade, tem a necessidade de um backup, altos custos para transporte de energia excedente, em licenciamento ambiental ainda existe um problema de encarar uma pequena co-geração como a termo, é quase que a mesma burocracia, e a carga fiscal que ainda é um impasse. Rapidamente o que nós temos aí de descoberta, os famosos 419 bilhões, próximos do maior mercado consumidor que é São Paulo.

O slide mais importante. Lá em cima, no amarelo, dá para ver bem o que já foi dito aqui, o preço do gás, a commodity, transporte, a margem de distribuição e o imposto que de uma certa forma agora está embutido na margem. No quadro colocamos qual é a atuação de cada órgão federal. A commodity e o transporte representam 80% a 90%, e aí a grande luta para reduzir esse ponto. E na outra parte debaixo está o estadual, que é a margem de distribuição que fica girando em torno de 10% e 20%, como também já foi mostrado aqui em números. Aí a gente entende que isso tem que manter. Por que manter essa margem de distribuição? Manter para ter condições de ter novos investimentos. A co-geração vai ser âncora para a distribuição desse gás de Santos. Então vai haver necessidade de interiorização do uso do gás no Estado de São Paulo e a co-geração pode adiantar todo esse processo, servir como âncora e para isso há necessidade de que de alguma forma essas margens rentabilizem esse processo. E aí o que fazer com o gás e o transporte? Se de alguma forma a margem de distribuição já fez a sua parte de sacrifício para atingirmos um preço competitivo, nós entendemos que a única forma de diminuir esse preço seria na commodity e no transporte, um trabalho conjunto entre as forças de mercado, Petrobrás e Ministério de Minas e Energia, que já estão trabalhando nesse caso. O Ministério de Minas e Energia já está com o compromisso de ter uma política nacional de gás natural este ano. Definir volume e preço competitivo é importante, algo bem transparente e qual a quantidade que vai ser utilizada. E o preço, o famoso gás carimbado co-geração. Precisamos ter um preço desse gás carimbado e definido como para co-geração. O último slide mostra o potencial desse mercado, atingindo até 2020 quatro mil megawatts. Aqui são os colaboradores associados da Cogen, todas as distribuidoras de gás.

Comentário CSPE:

A CSPE não tem competência na fixação dos preços do gás e do transporte do gás. A Comissão pode somente determinar os valores das margens do setor de distribuição de gás canalizado. A revisão tarifária em andamento refere-se especificamente à fixação da margem máxima e tarifas de distribuição aplicáveis a cada segmento de usuários, conforme estabelecido nos Contratos de Concessão.

9. COMGÁS

Ref.: COMGÁS. *Comentários sobre a Nota Técnica CSPE N. 3* (Anexo deste documento). Ver abaixo comentários gerais e específicos às colocações da Comgás.

9.0 Comentários Gerais da CSPE:

Como exposto no item 2.2.1 da Nota Técnica N° 4, a CSPE considerou conveniente refletir, na etapa de apresentação de sua atualização no valor do parâmetro P_0 e proposta de estrutura e valores tarifários, o impacto daquelas contribuições da COMGÁS avaliadas como aceitáveis.

É o caso da não-consideração, na avaliação do Plano de Negócios inicialmente realizada pela CSPE, dos itens de investimentos do Programa de Suporte, detalhados na página 20 do relatório referente às contribuições da Concessionária (em Anexo).

Essa decisão inicial da CSPE foi baseada no fato de que a COMGÁS não apresentou, no Plano de Negócios, a abertura e descrição desses itens. Essa condição impossibilitou à CSPE avaliar a verdadeira necessidade desses investimentos para o serviço de distribuição de gás canalizado, assim como a razoabilidade dos montantes propostos.

No relatório contendo seus comentários sobre a Nota Técnica N° 3, a COMGÁS fundamentou a necessidade desses investimentos para a adequada prestação do serviço. Porém, o detalhamento foi ainda insuficiente para avaliar a razoabilidade dos montantes propostos no Programa de Suporte.

A CSPE decidiu então, em caráter provisório, adotar os itens e montantes associados propostos pela COMGÁS no valor dos CAPEX do segundo ciclo tarifário, com a exceção do valor correspondente a “Espaços Confinados”, já incluído no Plano de Negócios ajustado e apresentado na Nota Técnica N° 3.

Entretanto, a COMGÁS deveria apresentar, até a data da segunda etapa da Audiência Pública do processo em andamento, a justificativa de cada um dos montantes propostos, e respectivos quantitativos, o que permitiria que a CSPE realizasse a análise de consistência e razoabilidade. Se essas informações não fossem apresentadas na data estabelecida, os montantes de CAPEX associados a esses itens seriam eliminados e a CSPE recalcularia o valor do P_0 para considerar esse efeito.

Esta justificativa foi apresentada pela Concessionária em 19 de março. A CSPE realizou análise de consistência e razoabilidade e considerou os montantes e quantitativos propostos aceitáveis. Portanto, os CAPEX relativos a esses itens foram mantidos para o cálculo do parâmetro P_0 .

A CSPE decidiu incluir também o montante apresentado pela Concessionária para investimentos em medidores do segmento Residencial, ao considerar aceitáveis as explicações contidas no relatório.

Dessa forma, os valores dos CAPEX de cada ano do segundo ciclo tarifário foram acrescidos dos montantes indicados na tabela exposta no item 2.2.1 da Nota Técnica N° 4.

Apresenta-se a seguir os comentários da CSPE relativos a itens específicos da contribuição da COMGÁS à primeira etapa da Audiência Pública 001/2004.

9.1 Comentários Específicos da CSPE:

9.1.1 Item Custos Operacionais (OPEX), Provisão para Devedores Duvidosos, pg 3 do Anexo.

...Outras concessionárias de serviços públicos (como por exemplo as do setor elétrico) têm hoje este custo reconhecido em suas tarifas.

Comentário CSPE:

A provisão para devedores duvidosos (PDD) é de tipo contábil, e não tem natureza de custo operacional. Por esse motivo, não foi considerada pela CSPE no valor dos OPEX para a aplicação da equação do Fluxo de Caixa Descontado. Quanto ao tratamento regulatório da inadimplência, a CSPE entende que as características do serviço de distribuição de gás canalizado e, ainda mais em particular, as da concessão da COMGÁS, determinam que não seja necessário reconhecer nas tarifas da Concessionária custos referentes a esse conceito.

9.1.2 Item Custos Operacionais (OPEX), Secondees, pg 3 do Anexo.

...O corte indicado resulta claramente excessivo, ainda mais se consideramos que excederia o valor das despesas deste item projetadas para o último ano do segundo ciclo regulatório.

Comentário CSPE:

A COMGÁS não apresentou junto a seu Plano de Negócios as informações dos custos operacionais (OPEX) conforme estabelecido na Nota Técnica N°1 (NT1) do processo de revisão tarifária. Esse descumprimento foi observado pela CSPE, que, mediante ofício solicitou à Concessionária a apresentação do detalhamento dos OPEX previstos para o segundo ciclo tarifário. Ainda essa segunda solicitação não foi atendida. A CSPE decidiu então reduzir o montante referente ao item “secondees” com base em avaliação da condição operacional da COMGÁS, após 5 anos de gestão privada.

9.1.3 Item Custos Operacionais (OPEX), Serviços de Renovação de Redes de Ferro Fundido – Inserção e Manutenção e Construção de Redes de Distribuição de Gás, pg 4 do Anexo.

...Nas projeções de despesas operacionais do Plano de Negócios, a Comgás apresentou um valor referente a “Operação e Manutenção do Ativo – Serviços” de R\$38 milhões ao ano, em média. Os cortes propostos somam um valor médio anual de R\$33 milhões, o que representaria quase 90%, o que, se apresenta excessivo, considerando que se refere a conceitos de segurança e confiabilidade do serviço.

Comentário CSPE:

A CSPE considera totalmente aplicável para o caso sob análise a argumentação acima exposta para o item “Secondees”. Ambos os casos apresentam características similares.

9.1.4 Item Determinação da Base de Remuneração Regulatória Líquida, Obras em Andamento, pg 4 do Anexo.

...O conceito de “Obras em Andamento” constitui o primeiro estágio de obras que integrarão o Ativo Imobilizado da Companhia. Não considerar o seu valor na Base de Remuneração inicial significa não remunerar esta parte dos investimentos, uma vez que as projeções de investimentos não contemplam o montante correspondente a esta rubrica.

Comentário CSPE:

O critério regulatório aplicado pela CSPE para a determinação do valor da BRR líquida é o previsto no Contrato de Concessão. Devem ser considerados somente os ativos em serviço. Como exposto na Nota Técnica N°4, a CSPE inclui no cálculo da BRR em 31 de março de 2004 os ativos incorporados no período de Julho 2003 até Março de 2004.

9.1.5 Item Determinação da Base de Remuneração Regulatória Líquida, Investimentos Diferidos, pg 4 do Anexo.

...Da mesma forma, não cabe excluir investimentos registrados como ativo diferido, que são essenciais para a viabilização das expansões. Como será apresentado no item 5 estes valores são essenciais para vencer as barreiras econômicas para a penetração do gás natural no mercado.

Comentário CSPE:

Como exposto na NT3, os “investimentos diferidos” não devem ser incluídos no montante dos CAPEX a ser considerado na equação do FCD. Trata-se de despesas para financiamento de novos usuários, que não é justo sejam pagas pelos usuários existentes por meio das tarifas do serviço de gás canalizado.

9.1.6 Item Determinação da Base de Remuneração Regulatória Líquida, Baixas Regulatórias, pg 4 do Anexo.

...Por último, na determinação da BRRL em 30/6/03, a CSPE considera como “Baixas Regulatórias”, valores que não se refletem na contabilidade. Como se demonstra através de parecer da Deloitte, oportunamente encaminhado à CSPE, devem ser considerados os valores de depreciação contábeis, seguindo estritamente as vidas úteis dos bens do ativo por unidade de cadastro definidas e aceitas pela própria CSPE aplicadas sobre valores contábeis dos ativos. Não corresponde calcular o valor da depreciação sobre o valor econômico dos ativos porque, neste primeiro ciclo, as tarifas vigentes não consideravam tais valores em sua estrutura

Comentário CSPE:

Como exposto na NT1, a metodologia definida pela CSPE contempla o fato de que as informações contábeis apresentam distorções devido à aplicação de normas de indexação aprovadas no Brasil no ano 1995. Por esse motivo, a CSPE fixou um

critério regulatório para a consideração das correções e baixas no cálculo da BRR, conforme exposto de forma detalhada na NT3.

9.1.7 Item Determinação do Valor do Fator X, pg 6 do Anexo.

Comentário CSPE:

Entende-se que os valores dos OPEX aprovados para o segundo ciclo tarifário da COMGÁS poderão ser ainda reduzidos de forma significativa no futuro. A comparação desses valores com os análogos de outras distribuidoras de gás canalizado da região, permite mostrar, de forma clara, que essa redução é totalmente viável, com a melhoria da eficiência operacional da Concessionária.

Adicionalmente, a CSPE gostaria de tecer as seguintes considerações:

A COMGÁS critica a metodologia da CSPE em dois aspectos:

- (i). Entende que é tendenciosa, ao utilizar somente informação internacional como a da Argentina. Menciona, ainda, que o período considerado para as distribuidoras de gás canalizado da Argentina (1993-1998) somente seria comparável com o que experimentou a COMGÁS entre 1999 e 2003. A respeito, mostra que os custos por usuário caíram cerca de 54%, entre 1999 e 2002; prevê que os custos por usuário cairão cerca de 31% entre 2002 e o final do segundo ciclo e nesse momento estarão em um valor de 392 R\$/usuário, valor inferior à média de benchmarks considerados (421 R\$/usuário);
- (ii). A Concessionária apresenta a metodologia conhecida como PTF para afirmar que, aplicando a mesma, a produtividade estimada para a empresa em dois períodos 1997-2002 (2,2%) e 2004-2014 (3,7%) é superior às comparáveis da economia brasileira para a segunda metade dos anos 90 (1,5%) e a de longo prazo dos últimos 30 anos (2,3%), respectivamente.

Comentários:

- (i). A Concessionária não indica qual é a fonte do *benchmarking* (R\$ 421 ou 140 US\$/usuário). Este valor é superior a duas vezes a média das distribuidoras de gás canalizado da Argentina para o ano de 2001 (anterior à grande desvalorização de janeiro de 2002, quer dizer, com custos em dólares elevados), que é de cerca de 60 US\$/usuário;
- (ii). A utilização de informação média das distribuidoras de gás argentinas é válida e relevante para o caso das Concessionárias do Estado de São Paulo, e da COMGÁS em particular, já que essa média inclui mercados por desenvolver e já desenvolvidos¹. Do mesmo modo, espera-se que a COMGÁS cresça de forma significativa nos próximos anos e realize economias significativas, tal como refletem as próprias análises realizadas pela CSPE. Por esse motivo, embora a empresa já tenha realizado economias relevantes, de 50% segundo seus próprios cálculos, ainda é factível continuar reduzindo custos.

Análise da proposta metodológica da FGV para a estimativa do Fator X

¹ O fato de o mercado argentino se encontrar em uma etapa mais madura de sua evolução indica, portanto, que a potencialidade de economia de custos por cliente na área da Comgás é ainda muito maior.

A proposta metodológica de “Produtividade Total dos Fatores” (PTF) apresentada pela FGV utiliza a técnica de estimativa de fronteiras estocásticas de produção. Pelas razões mencionadas mais adiante, o documento constitui um ponto de referência, para a discussão de alternativas de medição do fator X, que deve ser complementado com a aplicação de outras metodologias. Isto é imprescindível para avaliar a solidez e a estabilidade das conclusões obtidas a partir da proposta da FGV.

Por outro lado, é necessário que os diversos métodos utilizados projetem resultados consistentes quanto às medições de eficiência. Nesse sentido, na literatura especializada² propõe-se um conjunto de condições de consistência que devem ser satisfeitas pelos vários métodos³.

Em relação ao modelo utilizado podem ser tecidos os seguintes comentários:

- (i). A FGV apresenta uma forma funcional para a produção de serviços do tipo Cobb Douglas, que em tal variante apresenta pouca flexibilidade⁴. Não são realizados testes de formas funcionais alternativas que permitam demarcá-la, a partir de formas funcionais mais amplas, por um lado, e permitir apreciar a qualidade da aproximação a partir da forma funcional proposta;
- (ii). Tampouco se esclarece sobre a forma de transferir o resultado encontrado à fórmula do P_0 do Contrato de Concessão;
- (iii). Em uma determinação do fator X da COMGÁS ou das empresas reguladas do setor a partir do TFP, habitualmente se transfere à fórmula como X o diferencial entre o TFP da empresa e o TFP da economia;
- (iv). Para efeitos de prover comparações similares, tampouco se mostra no estudo qual será a trajetória esperada para a produtividade da economia do Brasil para períodos similares no futuro;
- (v). A forma funcional para captar o progresso técnico é uma função do tempo e deveria resultar de uma forma funcional mais ampla que admita a não neutralidade do avanço tecnológico (Rossi, 2001)⁵;
- (vi). A decomposição do efeito X em progresso técnico, ineficiência técnica, economias de escala e ineficiência alocativa é um avanço importante na modelagem proposta pela FGV. Também é positivo pretender capturar todas as questões que devem ser consideradas – segundo o Contrato de Concessão – para em seguida estabelecer o fator X. Não obstante, corre-se o risco de que a medição de alguns de seus componentes seja

² Rossi, M. y Ruzzier, C. (2001), “*Reducing the Asymmetry of Information Through the Comparison of the Relative Efficiency of Several Regional Monopolies*”; Centro de Estudios Económicos de la Regulación, UADE, Working Paper No.14; e Bauer, P.; Berger, A.; Ferrier, G. y Humphrey, D. (1998), “*Consistency Conditions for Regulatory Analysis of Financial Institutions: A Comparison of Frontier Efficiency Methods*”. Journal of Economics and Business 50: 85-114.

³ Algumas destas condições são: i) as medidas de eficiência obtidas por aproximações diferentes devem projetar médias e desvios-padrão similares; ii) devem classificar as empresas em uma ordem similar; iii) ser estáveis no tempo; iv) ser razoavelmente consistentes com os resultados esperados pela indústria, dadas as condições sob as quais opera. No caso de empresas reguladas, espera-se que as reguladas por *price cap* sejam mais eficientes que as reguladas por taxa de retorno.

⁴ Para uma análise mais detalhada ver Coelli, T.; Estache, A.; Perelman, S.; Trujillo, L. (2003), “*A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*”, World Bank Institute, The World Bank, Cap.3; documento que foi citado no trabalho da FGV.

⁵ Rossi, M. (2001), “*Technical change and efficiency measures: the post-privatisation in the gas distribution sector in Argentina*”. Journal of Energy Economics 23: 295-304.

imprecisa ou se obtenham resultados não esperados para este tipo de indústria;

- (vii). A forma funcional de aproximação ao produto da atividade gasógena não dá lugar para a apresentação de alguns fenômenos que seriam esperáveis conforme varia a escala da empresa, por um lado, e recolher deste modo a existência de economias de alcance, ambos fatores que incidem na presença de subaditividade de custos e justificam a regulação dos monopólios naturais. A persistência dos valores encontrados para as estimativas das elasticidades insumo-produto para qualquer tamanho de empresa, por exemplo, não parecem conformar uma base válida para realizar as projeções.

Em relação à amostra utilizada:

- (i). Poucas explicações são dadas sobre a sua conformação. Por exemplo: não se pode saber se as companhias da amostra estão sujeitas a um tipo de regulação similar;
- (ii). Incluem-se empresas de transporte de gás e empresas integradas, que correspondem a modelos de gestão que não são comparáveis com a distribuição de gás. Essas empresas podem enfrentar distintos níveis de risco, o que poderia originar que o mix ótimo de insumos (em especial a utilização do capital) seja diferente do que na distribuição de gás;
- (iii). As medições dos insumos capital e emprego, não obstante a ausência de detalhes, não teriam sido realizadas através de índices apropriados, se se levar em consideração a heterogeneidade dos componentes de cada uma destas variáveis (mão-de-obra, preços e capital de diversas classes, entre outras). A medição do produto através da venda de m^3 é também outra simplificação muito significativa, já que captar clientes é também uma fonte de receitas e uma variável de decisão nos processos de expansão da companhia;
- (iv). Não se explicitam os motivos da seleção da METROGAS e das duas distribuidoras do grupo CAMUZZI frente às demais empresas da Argentina;
- (v). No ano de 2002 registrou-se na Argentina um ajuste cambial muito forte, que não se viu refletido, do ponto de vista regulatório, na medição de algumas variáveis, como é o caso do estoque de capital;

Com relação aos resultados da estimativa (valores do fator X), cabem os seguintes comentários:

- (i). A taxa de progresso técnico de 8,8% parece ser apropriada para indústrias com alta dinâmica no avanço tecnológico, como é o caso das telecomunicações, mas não para a distribuição de gás. Rossi (2001), a partir de uma forma funcional e variável dependente diferente, encontra que o avanço tecnológico não superaria 1% (0,82%);
- (ii). A medida de ineficiência técnica é negativa e também alta (3,5%), o que faz com que o efeito líquido de ambas as variáveis seja de aproximadamente 5,3%. Não parece razoável um valor certamente elevado de ineficiência técnica, se se considerar que o regime de price cap promove a eficiência técnica da empresa regulada a partir do importante “atraso regulatório” entre revisões tarifárias;

- (iii). O estudo da FGV dá conta de elasticidades positivas e significativas para a medição do trabalho e do capital, mas sua soma é menor do que 1, indicando deseconomias de escala leves. Não parece ser lógico este resultado, em uma indústria desta natureza. Aqui cabem várias questões que devem ser discutidas: a) como já mencionado, a forma funcional é pouco flexível, já que assume que todas as empresas têm as mesmas elasticidades de produção e de escala e elasticidades de substituição unitárias, b) os resultados da estimativa realizada pela FGV indicam que qualquer que seja a faixa de incremento – no tamanho da escala e todos os insumos crescendo à mesma taxa – apresentam-se deseconomias; isto é pouco provável no caso da COMGÁS, cuja infra-estrutura ainda não foi saturada e seu mercado é ainda incipiente em relação a sua potencialidade, principalmente no que se refere a usos industriais, c) toda a regulação de monopólio natural se baseia no princípio da subaditividade de custos, ao que contribui, em especial em empresas em crescimento, a existência de economias de escala ou de alcance. Isto justifica que seja uma única empresa, na área de sua concessão, visto ser esta a estrutura de mercado apropriada para minimizar o custo do serviço ao usuário final;
- (iv). Não se explicita a metodologia de cálculo da eficiência alocativa, o que se considera necessário, dado que as estimativas de TFP derivadas de fronteiras de produção não permitem obter as variações na eficiência alocativa de forma direta⁶;
- (v). A FGV realiza algumas previsões da produtividade total dos fatores esperada, para a COMGÁS, nos quinquênios 2004-2009 e 2009-2014. Não se observa estabilidade no cômputo da PTF. Os valores da PTF, para cada um dos períodos, são 3,7% e 0,1%, respectivamente, fruto da piora de um dos fatores que os compõem (a eficiência alocativa). Paralelamente, apresenta-se a TFP para a economia do Brasil. Como foi indicado mais acima, nas aplicações do fator X a partir do TFP, é usual utilizar o diferencial entre a produtividade do setor, ou da empresa, e a do resto da economia. A FGV não apresenta previsões para a TFP da economia, para os mesmos períodos, mas se aceita que a produtividade da economia crescerá à mesma taxa que a dos últimos trinta anos (2,3%); portanto, o diferencial de produtividade, fator X, no ciclo 2004-2009 seria de 1,4%, e de -2,2% para o ciclo 2009-2014. Certamente que resultam mais confiáveis as previsões de curto prazo, do que a de médio prazo, mas em qualquer dos casos os resultados são ilustrativos da instabilidade das estimativas, como anteriormente mencionado.

Conclusão: a apresentação, por parte da FGV, de um modelo de fronteiras estocásticas, para medir a produtividade da COMGÁS, é uma contribuição importante para a discussão das metodologias mais apropriadas, para a determinação de novos valores de tarifas, durante as revisões periódicas. Entretanto, considerando os comentários acima realizados, as informações disponíveis, assim como as técnicas de estimativa utilizadas, não permitem a obtenção de resultados suficientemente robustos e confiáveis, não se recomendando assim a aplicação dessa metodologia na revisão em andamento.

⁶ Uma alternativa para estimar a eficiência alocativa surge de comparar a estimativa de mudança na TFP utilizando a metodologia de fronteiras estocásticas e utilizando números índice (se se contar com informação de preços dos insumos). Veja-se Coelli et al, op cit (nota 4).

9.1.8 Item Análise e Avaliação do Plano de Investimentos (Capex): Informação Histórica e a Proposta no Plano de Negócios, Dados Históricos da Concessionária, pg 7 do Anexo.

...Os critérios propostos pela CSPE no item II.2 do Anexo II da Nota Técnica 3, onde as obras de julho de 2002 a junho de 2003 não foram ajustadas claramente não resulta em custos unitários centrados em junho de 2003. O mesmo ocorre com obras de julho de 2001 a junho de 2002, e assim por diante.

Comentário CSPE:

Na NT3 é exposto de forma detalhada o critério utilizado pela CSPE para a definição de valores de custos unitários de investimentos que permitam realizar comparações válidas. Entende-se que esse critério é consistente e adequado.

9.1.9 Item Análise e Avaliação do Plano de Investimentos (Capex): Informação Histórica e a Proposta no Plano de Negócios, Informação do Plano de Negócios, pg 13 do Anexo.

...Notamos que a comparação feita na tabela abaixo, e apresentado pela CSPE na NT3 é inconsistente, visto que compara preços unitários de ECP's (Estação de Controle de Pressão) com preços unitários históricos de CRM's (Conjunto de Regulagem e Medição), que são Unidades de Cadastro diferentes.

Comentário CSPE:

Conforme exposto na NT3, a comparação realizada pela CSPE é uma aproximação válida, tendo em conta as limitações das informações fornecidas pela COMGÁS.

9.1.10 Item Análise e Avaliação do Plano de Investimentos (Capex): Informação Histórica e a Proposta no Plano de Negócios, Espaços Confinados, pg 21 do Anexo.

...O investimento na eliminação de espaços confinados se justifica pela redução do risco associado com as atividades de manutenção e emergência realizadas neste ambiente, além da redução de custos, por necessitar de uma equipe menor. Sua não execução eleva a probabilidade de ocorrer um incidente, acidente ou fatalidade.

Comentário CSPE:

Na NT4 é apresentado de forma detalhada o tratamento proposto pela CSPE para os itens adicionais dos investimentos dos "Programa de Suporte", assim como o ajuste do item investimentos em medidores de novos usuários.

10. DELTA ECONOMICS AND FINANCE

O nosso modelo de concessão no Brasil, como definido na lei geral 8987, prevê a preservação do chamado equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Isso é uma coisa que o regulador elétrico buscou e que o regulador de gás aqui no Estado de São Paulo na sua esfera de competência também buscou preservar, é claro que objetivando também o interesse do consumidor. A lei que instituiu o regulador dispõe sobre as suas atribuições e a sua independência nesse processo. Em segundo lugar, ressaltar que o processo de revisão, como previsto na cláusula 11ª do contrato de concessão, compreende não só o nível como também a proposta e a reformulação da chamada estrutura tarifária. No estágio atual do processo de revisão tarifária da Comgás é exatamente esse o objeto de discussão.

Gostaria também de ressaltar que, ao contrário de percepções, o ordenamento que o regulador tem seguido tem se balizado por peças condicionantes, dentro elas portarias, que têm disposto sobre, por exemplo, o plano de contas, ou seja, esse processo foi todo conduzido com base no plano de contas que já existe há quase cinco anos. Esse plano de contas foi instituído em 1999, quase na mesma época que o plano de contas do setor elétrico, e ele está em vigor até hoje, ou seja, o plano de contas não foi alterado em função da revisão tarifária. Mais ainda, se sabe que o regulador anualmente exige da concessionária, através de uma portaria, a submissão de um plano quinquenal de investimento, que é posteriormente objeto de fiscalização anual e o regulador no processo de revisão tarifária, com certeza, se assegurou (a gente participou do processo e sabe disso) da consistência desses planos que foram resumidamente submetidos no âmbito da revisão tarifária e serão apresentados anualmente.

No caso da tarifa, como lembrado aqui, o artigo 13º da Lei 8987, que não prevê a discriminação tarifária, deve ser olhado no seu contexto, ou seja, o que está em revisão é a margem de distribuição e a estrutura tarifária e não o preço do gás ou a tarifa de transporte. Ficou claro desde o início do processo que a tarifa é formada por três elementos, dois deles totalmente à margem do controle gerencial da concessionária. À guisa de valor, o regulador no ano passado divulgou um estudo onde mostra que no caso das concessionárias de gás de São Paulo em média 65% da tarifa total foge ao controle da concessionária, que é o preço do gás, tributos e encargos e tarifa de transporte. Esse número é muito semelhante à tarifa que a gente observa no setor elétrico, onde 2/3 da tarifa que nós pagamos é formado por custos de energia e por encargos e tributos.

Portanto, o processo de revisão compreende apenas a margem. Falar de discriminação entre segmentos em função do gás ser da Bolívia ou nacional foge ao objeto desse processo de revisão. É claro que todos gostaríamos que o preço do gás fosse mais baixo e o governo federal tem envidado esforços para conseguir isso.

Um terceiro ponto é que essas tarifas tetos têm uma metodologia de fixação que está prevista e tem sido regamente cumprida ao longo do processo de revisão, que compreende uma série de informações. Foi colocada aqui muito a questão da assimetria de informação. Uma observação somente sobre este ponto muito importante. A moderna teoria regulatória, quando discute a assimetria de informações, trata de assimetria de informação entre o regulador e o concessionário. A assimetria de informação entre a

concessionária e nós consumidores é regida por outras variáveis como a questão, por exemplo, de normas de CVM, de leis de S/A, eventualmente se a empresa se submete a uma lei sarbanes ox e assim sucessivamente. A confidencialidade dos dados deve sim ser preservada e a gente louva a posição do regulador em preservá-la ao longo do processo de revisão, como, diga-se de passagem, foi observada nas mais de 25 revisões tarifárias já concluídas no âmbito do setor elétrico. Então é importante não confundir a assimetria de informação do concessionário com o regulador, o regulador tem toda e liberdade para reivindicar mais informações e eventuais dados que são sigilo de negócio, que devem sim ser preservados inclusive por outras instâncias regulatórias.

Outro ponto diz respeito à determinação da margem máxima. Todas essas informações previstas no contrato de concessão foram operacionalizadas ao longo desse período e subsidiariamente através de informações, como eu citei, portarias do regulador que dispõem, por exemplo, sobre o plano anual, quinquenal mas submetido anualmente, de negócios e investimento, que é objeto de fiscalização com vistas ao seu efetivo cumprimento. No processo de revisão e de redefinição da estrutura tarifária, a questão da metodologia foi discutida com total transparência e publicidade, num grau de atendimento bastante superior, volto a dizer, apesar dos esforços do regulador do setor elétrico, em particular a Aneel, comparativamente ao que nós observamos neste caso. O contrato é muito claro em dispor sobre aquilo que o regulador deveria reputar como relevante e é isso que deve ser cobrado por nós consumidores do regulador. Ou seja, está se dando cumprimento ao que o contrato dispõe, ao que o ordenamento jurídico desde a lei de concessão dispõe sobre equilíbrio econômico-financeiro, preservação de sigilo de informações, confidencialidade de dados, etc? O contrato de concessão na sua cláusula 13ª também dispõe sobre que é que o regulador deveria alocar nas margens a partir do segundo ciclo. Isso foi objeto de uma propositura por parte da concessionária e proximamente nós teremos aí uma resposta do regulador.

É importante também ressaltar que a tarifa, no caso a margem e não o preço do gás e a tarifa de transporte, deveria estar permitindo à concessionária realizar e cumprir a satisfação dos gastos de operação e manutenção. Aí o regulador deixou claro a sua insatisfação, podemos assim dizer, com os valores submetidos pela concessionária no seu entendimento sobre quais deveriam ser esses custos. A mesma coisa valendo para investimento, para remuneração de capital e para impostos. Aqui é claro que a gente acredita (e isso deveria ser o fundamental de toda a discussão) na competência do regulador em saber associar projeções de volume com gastos de Opex e Capex, despesas de manutenção e operação e os investimentos necessários. Jamais esqueçamos que uma demanda potencial não é uma demanda efetiva e os investimentos e despesas associados a ela também deveriam estar assegurados de forma biunívoca. Segundo a questão da não discriminação entre as classes de consumidores e finalmente, o que já foi colocado aqui, a questão da eliminação de subsídios cruzados.

Meu último slide, só lembrando a proposta do regulador de uma margem máxima, que deveria dar atendimento ao previsto no ordenamento jurídico e ao previsto em cinco anos de acompanhamento da vida da concessionária, leva a uma sugestão de margem de 0,26 e a um fator W de 0,89. É claro que, dado que despesas de investimento e despesas operacionais foram glosadas pelo regulador, a proposta inicial da concessionária era superior a essa. Para concluir, o objetivo e os princípios que a gente acaba por observar nesse processo. O dr. Ashley Brown, com a competência e o seu conhecimento

internacional de processos de revisão tarifária, ressaltou a similitude do processo de revisão da Comgás com aqueles do setor elétrico. Os princípios são os mesmos. Eliminação de subsídios cruzados, é claro, ninguém gostaria de pagar o custo devido por outrem. Isso, é claro, foi objeto de avaliação pela concessionária e estará sendo objeto de avaliação pelo regulador. A questão de realização de campanhas de medição, um estudo que foi feito pela Comgás e pelo IPT, uma agência independente. A questão de subsídios que você tem aí no caso do setor elétrico particular.

Comentário CSPE:

Os critérios regulatórios acima expostos foram contemplados pela CSPE na metodologia definida para o processo de revisão tarifária das Concessionárias de distribuição de gás canalizado conforme exposto na Nota Técnica N° 1 e aplicada no caso da revisão da COMGÁS, segundo descrito nas Notas Técnicas N° 3 e 4 apresentadas pela Comissão.

11. FORUM ZONA LESTE

Com relação à situação que foi colocada em termos de tarifas, a situação que temos na Zona Leste eu diria que é o exemplo prático do que foi falado com relação à tarifa social. Hoje nós temos na Zona Leste um terço da população dessa cidade. Para se ter uma idéia, entre Itaquera e Guaianazes são aproximadamente um milhão de habitantes e nós não dispomos de rede de gás canalizado ou mesmo de GNV que abrangesse toda essa população. O meu pedido seria com relação a essa tarifa social para um milhão de habitantes que poderiam utilizar o gás no seu dia-a-dia.

O segundo ponto que nós temos que levar em conta é que hoje há uma transformação muito grande da Zona Leste nessa cidade. Nós temos o binário que é feito pela extensão da Jacu Pêssego, que liga o porto ao aeroporto, que automaticamente iria ser contemplado pela possibilidade de utilização desse gás de Santos, e também temos a extensão da Radial Leste. Essas duas grandes avenidas que vão surgir vão trazer um desenvolvimento da Zona Leste, que nessa cidade é o último local possível de crescimento. O fator Comgás, o fator de GNV, o fator de gás disponível a essa população é a diferença entre crescer ou não para a Zona Leste e mesmo até para essa cidade. Afinal de contas, é a população de um Uruguai ou de uma Irlanda que se desloca no dia-a-dia da Zona Leste para os outros locais da cidade para trabalhar. Então esse fator social eu acho que tem que ser levado em conta, já foi dito aqui que é imprescindível para o crescimento e desenvolvimento de toda aquela região. O trabalho hoje é o grande problema da nossa cidade. Portanto, a vocês peço que olhem com muito cuidado nessas revisões tarifárias o que pode ser feito, o que pode ser melhorado para essa área específica da cidade, talvez até uma tarifa visando o desenvolvimento de toda a nossa população.

Comentário CSPE:

No Contrato de Concessão e na Nota Técnica N° 1 do processo de revisão tarifária são expostos os critérios essenciais que deve aplicar a CSPE para a fixação das tarifas das Concessionárias. Esses critérios não permitem à Comissão aplicar tarifas preferenciais para certas zonas da área da concessão, já que isso representaria uma conduta indevidamente discriminatória, o que não é permitido no Contrato de Concessão.

Porém, e, conforme previsto na Nota Técnica N° 1, a CSPE realizará um monitoramento detalhado da execução dos investimentos previstos no Plano de Negócios da COMGÁS para o segundo ciclo tarifário, assim como da evolução do setor nesse período. Com base nas conclusões dessas ações, adotará as providências previstas nos instrumentos contratuais vigentes, visando obter o maior desenvolvimento possível do setor de gás canalizado em toda a área da concessão da COMGÁS. Os resultados da Revisão Tarifária refletem com a redução das tarifas do segmento residencial, de consumos menores, a preocupação com a competição e expansão deste mercado.

12. FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS

Nós da Fundação Getúlio Vargas fomos convidados pela Comgás a examinar um aspecto importante constante da Nota Técnica nº 1, que diz respeito a cálculo de produtividade das concessionárias. Apenas lembrando a todos que a Nota Técnica nº 1 determina que a CSPE considerará para calcular a tendência do incremento de eficiência, ou seja, o fator X que ora é matéria de discussão, a tendência histórica da eficiência da concessionária, padrões internacionais de eficiência na indústria, índices de produtividade de longo prazo, economias de escalas e comparações com outras concessionárias no Brasil. Além disso, fará uma determinação regulatória de redução de Opex, que foi apresentada aqui pelo senhor comissário geral, com base no plano de negócios, etc. O fator X será determinado pela CSPE de forma a refletir o impacto dessa variação de custos operacionais no valor da margem máxima a cada ano. Além disso, a própria nota técnica diz que a definição do fator X será consistente com o propósito da CSPE de incentivar a expansão do serviço, no marco de viabilidade técnica e econômica das ações envolvidas.

O desafio que nos foi proposto então pela Comgás foi de estudar uma metodologia que pudesse efetivamente estimar essa tendência histórica de variação de eficiência da concessionária e além disso definir uma metodologia para considerar as variações de produtividade de outras concessionárias brasileiras e internacionais na determinação do fator X. O fator X teria que considerar, evidentemente, na sua determinação um aspecto metodológico em si e esse é o objetivo da nossa contribuição. Isso consta de um documento que será disponibilizado a todos os senhores, intitulado Evolução Recente da Competitividade da Comgás e Perspectivas para o Ciclo Regulatório 2004/2014, no qual nós separamos os dois ciclos, o que vai de agora até daqui a cinco anos, a 2009, e de 2009 em diante. A metodologia examinada pela Fundação Getúlio Vargas é uma metodologia extremamente atual, ela permite aferir os ganhos de produtividade e além disso decompor os ganhos dessa produtividade advindos de vários fatores: inovação tecnológica, aumento da eficiência técnica, ou seja, redução de desperdícios, aumento da chamada eficiência alocativa, ou seja, melhor uso de recursos para redução de custos, ganhos de economia de escala por conta dos investimentos previstos no plano de negócio e os chamados ganhos de economia de rede, que existem principalmente em empresas de telecomunicações e também no caso de gás. Como nós vimos aqui na parte comercial, é possível tratar unidades como edifícios, por exemplo, e com isso obter as chamadas economias de rede. Nós vimos isso aqui refletido em diminuição de preços, exemplificado pelo dr. Brésia.

O ponto central foi, portanto, utilizar um método internacionalmente aceito. Coincidentemente, a vinda do dr. Ashley Brown ao Brasil de certa forma nos chancela para a metodologia utilizada, porque justamente o trabalho que nós fizemos é exatamente aquele que o Banco Mundial utiliza para treinamento de reguladores nos diversos países do mundo, objetivando a melhoria de processos regulatórios. É um trabalho baseado em desenvolvimento teórico do prof. Tincceli, um trabalho de 1995, que foi portanto desenvolvido para o caso específico da Comgás, comparando-a com concessionárias de distribuição na Argentina e nos Estados Unidos. E a que resultados nós chegamos? Primeiro, o resultado em 2002: a Comgás apresentou o índice de eficiência técnica de 0,84 contra quatro empresas argentinas que apresentaram em

média 0,82, porém inferior às empresas norte-americanas que apresentaram 0,89. O nosso trabalho conclui que para a Comgás atingir o chamado nível de eficiência técnica e convergir para essa fronteira norte-americana, ela teria que aumentar a sua eficiência durante este próximo ciclo regulatório em aproximadamente 3,1% ao ano. Examinando o ganho de eficiência técnica da Comgás no período 92 a 2002, o nosso trabalho concluiu que a Comgás aumentou em 2,2% o seu índice de eficiência em bases anuais nesse período, portanto inferior, ainda na história passada da empresa, à meta de crescimento que ela deveria ter. Examinando o plano de negócios da empresa, os investimentos previstos, a margem, o número de empregados, ou seja, examinando aproximadamente 26 fatores envolvidos em aumento de produtividade, nós chegamos à conclusão de que a produtividade da Comgás, já embutida no seu plano de negócios, deve aumentar em torno de 3,7% ao ano no próximo ciclo regulatório, esse que começa agora em 2004, evidentemente se cumprido aquele plano de negócios que foi apresentado.

O ponto importante é comparar esses resultados com o restante da economia brasileira, com resultados da indústria de transformação na economia brasileira. A indústria de transformação na economia brasileira teve durante esse período histórico aproximadamente 1,5% de ganho de eficiência técnica contra os 2,2% apresentados pela Comgás.

Além disso, os 3,7% previstos no plano de negócios da Comgás se situam muito próximos aos índices de eficiência observados no período 97 a 2002 para a indústria de transformação nos Estados Unidos, no Japão, na Dinamarca e na França, que em média cresceram de 3,5% a 4% ao ano. Nossa conclusão desse trabalho é de que, primeiro, a produtividade prevista no desempenho da empresa para os próximos quatro anos já está, se cumprido o business plan, dentro de padrões de economias altamente desenvolvidas e por conseguinte (esse é o dado importante) valeria que nesse período de discussão do fator X os senhores membros da comissão, juntamente com a Comgás, tentassem aprofundar a metodologia para a determinação do fator X com base no que está efetivamente estabelecido na nota técnica. Ou seja, é preciso que haja, no nosso entender, uma metodologia clara para a definição do fator X e essa metodologia, segundo a nota técnica, é baseada em aferição de produtividade em comparações nacionais e internacionais.

Comentário CSPE:

Já no processo de consulta pública referente à metodologia proposta pela CSPE para a revisão tarifária, descrita na Nota Técnica N° 1, foi recebida uma contribuição da FGV com relação à determinação do fator de eficiência (Fator X).

Nessa oportunidade a FGV indicou que:

“A NT N° 1 não dispõe sobre a metodologia de estimação tendência histórica de variação da eficiência da Concessionária, assim como omite a metodologia referente ao cálculo da variação da produtividade em outras Concessionárias brasileiras e internacionais, que seriam levadas em consideração na determinação do Fator X. A nosso ver, essa questão é da maior relevância, visto que diferentes metodologias podem levar a distintos resultados, muitos deles conflitantes e que poderão incorrer em distorções severas no cálculo do fator”

.....

“Sugere-se que sejam explicitadas e discutidas previamente as metodologias que serão empregadas para o cálculo do Fator X de tal sorte que se evite o uso de técnicas com propriedades ruins no estabelecimento da tendência e de comparativos de produtividade. A seguir apresentamos resumidamente algumas técnicas que poderão ser consideradas nessa avaliação” (no parágrafo II do documento são apresentadas três metodologias para o cálculo de produtividade).

Na sua resposta a essa contribuição, a CSPE expressou que:

“A CSPE concorda plenamente com a FGV – GVconsult, sobre o conceito de que diferentes metodologias podem levar a distintos resultados, muitos deles conflitantes e que podem originar distorções severas no cálculo do Fator X.

A CSPE considera que é essencial que a avaliação da eventual aplicação de uma metodologia, para a revisão tarifária, seja realizada a partir da análise detalhada das condições do setor regulado, na data da revisão, e suas perspectivas para o ciclo tarifário seguinte. Não pode se falar de metodologias boas ou ruins. É mais razoável analisar se a aplicação de uma metodologia é apropriada para as condições do setor regulado.

Como expresso na Nota Técnica N° 1, a condição atual do setor de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo é caracterizada por um desenvolvimento incipiente, estando muito longe de uma situação de maturidade. No próximo ciclo tarifário e também nos subseqüentes, as atividades de expansão dos serviços terão uma importância muito significativa.

Adicionalmente, o conjunto de empresas reguladas está formado por duas Concessionárias “greenfield” e uma companhia privatizada em 1999, com cerca de 400.000 usuários, em uma área de concessão com mais de 25 milhões de habitantes.

Nessas condições, a aplicação dos conceitos e enfoques metodológicos associados à determinação do fator de eficiência de um setor que tenha atingido a situação de maturidade não é válida.

Pelos mesmos motivos, algumas metodologias amplamente utilizadas em setores maduros (caso típico dos serviços básicos de infra-estrutura por redes no Reino Unido) podem conduzir a distorções muito significativas, se aplicadas nas condições atuais do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. É o caso da metodologia da “Produtividade Total dos Fatores”, pela qual são estimados os ganhos futuros de produtividade de gestão da empresa, a partir da análise das séries históricas do Fator Total de Produtividade (“Total Fator Productivity” – TFP). Essa metodologia considera tendências históricas como base para projetar os ganhos futuros de eficiência. Existem dificuldades para o estabelecimento de históricos de fator de produtividade que sejam representativos no futuro, ainda maiores se são considerados períodos com variações significativas nos principais parâmetros da gestão empresarial (“take-over” da empresa, por exemplo, no marco de um processo de privatização) como base para as projeções.

No caso específico sob análise, a CSPE entende que não pode ser considerado um fator de eficiência para Concessionárias “greenfield”.

Para a empresa COMGÁS, e como já expresso no item 3.4 da Nota Técnica, a CSPE entende que o único efeito que pode ser considerado na determinação do Fator X é a

redução dos custos operacionais (OPEX) que pode ser obtida pela Concessionária, em cada ano do segundo ciclo tarifário, com base na análise do Plano de Negócios que seja aprovado pela CSPE na Revisão Tarifária; e das mudanças tecnológicas e na gestão do serviço de distribuição de gás canalizado, que podem ser razoavelmente previstas para o segundo ciclo tarifário. Essa análise permitirá estabelecer uma evolução dos efeitos de novas tecnologias e procedimentos de gestão, no valor anual dos OPEX, na medida em que esses custos estão apresentados com um nível apropriado de desagregação (por processo e atividade). A determinação do Fator X refletirá o impacto dessa variação dos custos operacionais, no valor da Margem Máxima de cada ano.”

A CSPE considera que os comentários acima são válidos também para a avaliação da nova contribuição apresentada pela FGV para o cálculo do Fator X. Entende-se que a metodologia de “Data Envelopment Analysis (DEA)” proposta, muito adequada para setores maduros, pode conduzir a distorções muito significativas, se aplicada nas condições atuais do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. Com efeito, o valor do Fator X para o segundo ciclo tarifário da COMGÁS decorrente da metodologia descrita na contribuição da FGV pode ser de até 4%, o que é considerado não razoável na condição de desenvolvimento atual da Concessionária.

Por esses motivos, a CSPE ratifica seu entendimento de que o único efeito que pode ser considerado na determinação do Fator X é a redução dos custos operacionais (OPEX) que pode ser obtida pela Concessionária, em cada ano do segundo ciclo tarifário, com base na análise do Plano de Negócios aprovado pela Comissão na Revisão Tarifária; e das mudanças tecnológicas e na gestão do serviço de distribuição de gás canalizado, que podem ser razoavelmente previstas para o segundo ciclo tarifário. Essa análise permitiu à CSPE estabelecer uma evolução dos efeitos de novas tecnologias e procedimentos de gestão, no valor anual dos OPEX, como exposto na Nota Técnica N° 3. A determinação do Fator X apresentada nessa Nota Técnica reflete o impacto dessa variação dos custos operacionais no valor da Margem Máxima de cada ano, conforme estabelecido na Nota Técnica N° 1.

13. NADIR FIGUEIREDO

A Nadir Figueiredo, para que todos saibam, foi a primeira indústria de São Paulo a se ligar com gás, se não me engano, no ano de 78, mas alguém aqui mais velho é capaz de saber melhor do que eu quando foi. A gente quis trazer alguma contribuição, fizemos questão de falar, a nossa intervenção vai ser pequena, mas nesse processo de revisão tarifária alguma contribuição principalmente quando se fala na base de remuneração regulatória. Conforme o Lucien também comentou um pouco antes, nós não tivemos oportunidade de analisar melhor tanto o plano de contas quanto a abertura do valor econômico mínimo. Acredito que tenha sido disponibilizado antes, mas recentemente a gente não teve essa oportunidade também. Com relação à publicação do plano de contas da Comgás, a sexta subcláusula da cláusula 13ª prevê a publicação pela CSPE e de certa forma isso prejudica um pouco a nossa análise. O cálculo da base de remuneração regulatória atende aos procedimentos previstos na Consulta 98 do processo de licitação e a BRR líquida deve ser igual ao valor econômico mínimo. Mas constata-se grandes discrepâncias entre os valores calculados e os contábeis. O porquê dessas discrepâncias é uma pergunta que nós gostaríamos de ter melhor respondida. Para melhor julgamento da adequação e razoabilidade dos valores adotados, a CSPE deveria proceder a um melhor detalhamento do valor considerado para os ativos da concessionária.

Eu queria colocar aqui um resumo de alguma coisa que a gente vê que pode efetivamente estar causando alguma distorção. O valor econômico mínimo mais os investimentos líquidos é que deve ser a base para determinação do P0. Então esse valor econômico mínimo foi definido lá em 30 de junho de 99 a um valor de R\$ 1.430.113 bilhão e naquele momento existiam a BRR bruta e a BRR líquida nos valores de R\$ 764,450 milhões. Isso aí são os investimentos em ativo imobilizado bruto e líquido, o líquido seria depois de depreciação, e tinha esse fator de 1,70 vezes, que foi aplicado àquele valor econômico mínimo, chegando então ao BRR-B bruto, portanto ajustado para 31 de dezembro de 99. Esse valor deu R\$ 2,427 bilhões, que somado à dívida de longo prazo chegou nesse valor R\$ 2,569.864 bilhões, que seriam, vamos dizer, o enterprise velho da Comgás naquela data da privatização. Isso trazido por IGPM para 30 de junho de 2003 chega nessa cifra de R\$ 4,500.798 bilhões. Soma-se a isso, de acordo com a metodologia publicada os investimentos feitos pela Comgás no período, menos as baixas realizadas em ativo e você chega nesse valor total de 4.555.465. Se você volta daí para a BRR líquida dividindo por 1.70, e o número melhor para ser dividido, na nossa opinião, é 1.70 porque 1.70 era um valor de avaliação numa data conhecida e foi trazido para cá por IGPM, esse BRR líquido seria então em 30/06/2003 R\$ 2,683.940 bilhões e não os 3,221.051 que acabaram ficando para essa audiência de hoje. Essa diferença é de 20%. Pela análise de sensibilidade que a gente fez, isso dá um impacto em tarifa bastante grande. Eu não sei se a gente consegue ainda corrigir esse tipo de coisa, se a gente pode ainda discutir esse tipo de correção, mas é alguma coisa que nós gostaríamos que, se possível, fosse levada em conta.

Comentário CSPE:

Os procedimentos definidos pela CSPE para a determinação do valor da Base de Remuneração Regulatória (BRR) são descritos no item 3.2.1 da Nota Técnica N° 1. Nesse parágrafo é exposto que esses procedimentos levam em conta as complexidades do processo de revisão e avaliação das informações apresentadas

pela Concessionária, devido, em geral, a eventuais defeitos na qualidade dos dados históricos e a os efeitos da assimetria de informação. Também visam eliminar eventuais distorções que possam existir na informação contábil, ocasionadas tanto pela política de avaliação dos ativos adotada neste assunto por cada Concessionária, como por desajustes nas normas de indexação contábil.

Por outra parte, no item 2.3.1 da Nota Técnica N° 3 é apresentado de forma detalhada o cálculo realizado pela CSPE para a apuração do valor da BRR líquida em 30 de junho de 2003, considerando o efeito do “valor econômico mínimo (VEM)” nessa determinação.

O valor de 1,70 foi utilizado para construir um ponto de partida para o cálculo da BRR bruta do ano de 1999. Posteriormente, considerando incorporações e baixas até junho de 2003, foi apurada a BRR bruta, neste mês. Para o cálculo da BRR líquida, aplicou-se a relação BRR líquida sobre BRR bruta de junho de 2003, tendo em vista que se dispunha dos valores publicados da Concessionária nesta data. Esta relação, para junho de 2003, é de 71%, o que equivale a uma relação BRR bruta sobre BRR líquida de 1,41.

O procedimento de cálculo detalhado no item 2.3.1 da Nota Técnica N° 3 foi desenhado visando assegurar a consistência na determinação do valor da BRR líquida em 30 de junho de 2003.

14. SEBASTIÃO MOREIRA ARCANJO

Entrando no objeto da audiência pública, eu penso que a mais importante das ponderações que nós trouxemos aqui e foram assimiladas foi o fato de a CSPE trabalhar com empresas reais. Pelo menos a nota técnica faz referência a vida real das pessoas, o trabalho que foi pesquisado, as empresas que foram comparadas, o nível de consumo, área de atendimento, processo de conurbação, a realidade objetiva com que a Comgás opera, foi feita com base na realidade e não naquele empresa de referência que nos deixava bastante incomodados.

A segunda observação importante e isso ajuda no debate mais geral, não só nessa audiência mas nas futuras, é que a CSPE passou a considerar algo que para nós é fundamental porque tem a ver com a qualidade do serviço e com alguns dos objetivos a serem tratados nessa audiência pública. É como relaciona aquilo que nós chamamos de direitos dos trabalhadores, que eram tratados apenas como despesas, mas como investimento, porque em última análise são eles que vão prestar o atendimento e vão garantir também a qualidade dos serviços a serem prestados. Então acho que a assimilação dessa proposta, mesmo que parcial, constitui um avanço importante. A CSPE chama a atenção no caso específico da Comgás ao excessivo gasto com terceiros, em vários momentos da nota técnica isso aparece com muita força. Eu fiquei na dúvida porque ela não deixa muito claro qual é o caminho a ser seguido pela empresa, se ela vai trabalhar no sentido de aumentar o grau de primarização dos seus serviços, ou seja, incorporar trabalhadores diretos em algumas áreas consideradas estratégicas, porque a nota faz uma crítica de que há um peso desproporcional em determinado grupo de trabalhadores dessa empresa, com um peso substantivo, em detrimento às chamadas áreas operacionais. Eu penso que no decorrer do debate ou na próxima audiência nós podemos definir melhor qual é o caminho para onde a CSPE está apontando nos próximos cinco anos do ponto de vista dessa relação de trabalho.

Eu quero concluir minha intervenção falando um pouco da expansão, porque não tem sentido todo esse debate nosso aqui se a gente não projetar o que nós queremos do gás, do ponto de vista de matriz energética, de fazer um diferencial de competitividade, tendo em vista não só as novas descobertas, porque já estávamos travando esse debate há um bom tempo, antes do anúncio da descoberta na Baixada Santista. Então é preciso ter duas coisas muito claras. Primeiro, esse debate é fundamental, porque foi dito aqui pelo último expositor que o Ministério de Minas e Energia deve apresentar (tem a responsabilidade de fazer isso) um plano para o Brasil de expansão e massificação do uso do gás. Acho que esse é um dado que nos anima a continuar debatendo. Segundo, comentávamos aqui com o deputado Jardim, tem setores no Estado de São Paulo em que precisa interiorizar o uso do gás, mas nós estamos falando de algumas empresas para as quais o gás é vital, sem o gás elas não sobreviverão e irão fechar suas portas, aumentando ainda mais o drama do desemprego. Portanto, combinando isso com um debate, quando discutimos aqui a tarifa, pensarmos qual é o papel da tarifa nesse processo de expansão e massificação do uso do gás, se nós vamos ter a tarifa como apenas um fator para de certa maneira criar preços mais acessíveis para algumas camadas de consumidores hoje da Comgás, ou se vamos trabalhar a tarifa numa perspectiva de fazer com que essa expansão se materialize de fato. Portanto, nós temos que olhar para o Estado de São Paulo e os diversos consumidores e entender também

quais são aqueles setores que hoje não são atendidos pela Comgás, que estão, na minha opinião, necessitando de alguns estímulos. Nós discutimos muito a questão das tarifas e dos impostos no que diz respeito aqui ao Estado de São Paulo, tem dois deputados aqui que podem e devem canalizar essas demandas para um debate mais aprofundado na Assembléia Legislativa, fomos novamente provocados a esse debate pelo primeiro expositor. Então precisamos ter uma política para definir para onde vamos. O exemplo concreto do convênio entre a Petrobrás, a Comgás e a Prefeitura de São Paulo nos dá algumas pistas do ponto de vista do uso no transporte coletivo. Precisamos expandir isso, precisamos chegar à chamada massa, aquela que só tem o botãozinho da companhia de energia elétrica. Eu sou funcionário da CPFL, mas tenho autoridade para dizer aqui o seguinte: estou neutro nesse debate, eu quero que as pessoas tenham opção de fato de acessar esse mercado também. Por isso pensar uma política de expansão do gás nos conjuntos habitacionais, para que nós possamos de fato ter o gás como alternativa também para os consumidores residenciais. Nesse sentido, estou colocando algumas teses para o futuro, pensar uma política tarifária para os consumidores de baixa renda para nós também é uma forma de aumentar a participação do gás, porque as outras alternativas que foram colocadas aqui, inclusive o GLP, algumas camadas da população já possuem o benefício, o vale-gás e outras coisas que estão aí disponibilizadas. Então como é que nós trabalhamos uma tarifa que possa sinalizar uma perspectiva de expansão para garantir mercados futuros, qual o papel dessa tarifa do ponto de vista de distribuição de renda e que papel cumpre essa tarifa para que nós possamos assegurar, portanto, a chamada universalização. Eu sei que não vai ter condição de ofertar o gás para todos e para todas, mas é possível dar uma vazão de fato real, sobretudo em função dessas últimas descobertas e colocar aqui o Estado de São Paulo na vanguarda desse debate sobre o peso que as tarifas cumpre no sentido de potencializar ou despotencializar novos investimentos e atração de novos mercados de consumidores.

Comentário CSPE:

Tendo em conta as competências estabelecidas no marco regulatório e no Contrato de Concessão, a proposta de valores tarifários para cada segmento de usuários definida pela CSPE e descrita na Nota Técnica N° 4 contempla os principais aspectos conceituais contidos na contribuição acima exposta.

15. SINDGASISTA

Na primeira audiência pública do gás canalizado em 15 de setembro de 2003, o Sindgasista deixou aqui registrada a sua preocupação quanto a condução desta revisão tarifária, face a outras revisões tarifárias de outras concessionárias públicas. É imperativo deixar aqui registrada a nossa concordância quanto a condução desta. Nessa primeira etapa da audiência pública, o Sindgasista reafirmar sua posição no que diz respeito a três tópicos, posição esta defendida na audiência da consulta pública e em várias outras reuniões realizadas junto à CSPE: terceirização da mão-de-obra, política tarifária para o segmento residencial e tarifa social.

Terceirização da mão-de-obra. Considerando os dados apresentados pela Comgás, disponíveis no site da CSPE, o aumento de pessoal próprio para o período de 2004 a 2009, ou seja, cinco anos, será de 30 empregados. Nota Técnica nº 3, CSPE, página 21. Com o objetivo estabelecido na proposta de crescimento da Comgás para o mesmo período, a saber, viabilizar a expansão da rede para 21 municípios da área de concessão, o que significa estender o benefício do gás natural para cerca de 160 mil consumidores adicionais nos próximos cinco anos. Proposta de estrutura tarifária da Comgás, página 10. Essas duas afirmações nos levam a afirmar que, sem nenhuma sombra de dúvida, a Comgás não só continuará com a sua atual política de gestão fortemente lastreada em contratação de mão-de-obra de terceiros como pretende aprofundá-la. Isso no entender do Sindgasista precariza a remuneração, o trabalho e a prestação do serviço de atendimento de gás canalizado à sociedade. O Sindgasista entende que o marco regulatório deveria estender suas preocupações e capacidade de interferência, normatizando o que pode e o que não pode ser terceirizado segundo os ditames da lei, levando em consideração a não terceirização de atividade-fim.

Política de tarifa para o segmento residencial. A concessão do serviço de fornecimento de gás canalizado pressupõe o atendimento com qualidade e eficiência. Tais requisitos só podem ser alcançados a partir de uma estrutura tarifária que, quando comparada aos custos de outras fontes de energia, proporcione economia ao usuário. Ao mesmo tempo, as tarifas devem ser suficientes para remunerar adequadamente a empresa concessionária. A proposta apresentada pela Comgás contém uma redução na tarifa residencial: "a nova estrutura tarifária reduz o encargo fixo para as faixas de menor consumo até oito metros cúbicos por mês, de forma a tornar o gás natural acessível para as camadas de mais baixa renda, visando a massificação do uso do produto e removendo uma importante barreira da expansão do mercado. Com isso, consumidores típicos de cocção ou mesmo aqueles de consumo eventual passarão a pagar em média 7% menos do que pagam atual. Dessa forma pretendemos conectar nos próximos cinco anos mais de 90 mil consumidores pertencentes às classes B e C, cuja renda mensal do chefe de família situa-se entre 600 e 2.500 reais". Proposta da estrutura tarifária por segmento, Comgás, página 10. Entendemos que a lógica aplicada ao segmento residencial não pode ser a mesma aplicada a outros segmentos que compõem a estrutura tarifária. O Sindgasista defende que, em nome da universalização do serviço de gás canalizado, a composição tarifária deva necessariamente privilegiar o segmento residencial.

Tarifa social. É preocupante o panorama socioeconômico brasileiro no que toca ao desemprego, rendimento real e massa de rendimento da população. Em média, a taxa de

desocupação em 2003 foi de 12%, superior ao ano anterior. A queda do rendimento real médio efetivamente recebido pela população ocupada atingiu 12,3% no ano de 2003. Desde 1999, o rendimento médio das pessoas sofreu uma redução de 22,4%. A massa de salários em termos reais declinou 7,9% em 2003, elevando para 14% a queda acumulada a partir de 1999. Os aspectos levantados e analisados acima apontam não apenas para uma possibilidade, mas também para a necessidade de reestruturação do sistema tarifário. É necessária a criação e aplicação de uma tarifa social voltada para o segmento residencial, voltada para aquela parcela da população menos favorecida, parcela esta ignorada na proposta tarifária da Comgás. Entendemos que a tarifa social não deva significar um ônus à empresa e portanto uma redução de sua receita. Para isso defendemos que todos os agentes que atuam nesse mercado, o governo, outros segmentos, usuários e concessionária devam subsidiar os custos da tarifa social solidariamente.

Comentário CSPE:

Conforme exposto na Nota Técnica N° 3, na definição dos valores das tarifas para cada segmento de usuários, a CSPE visou assegurar a competitividade do gás canalizado com os energéticos alternativos disponíveis para esse segmento. Dessa forma, a Comissão contemplou os aspectos sociais envolvidos nessa definição, respeitando os limites para sua ação estabelecidos no Contrato de Concessão e no marco regulatório vigente.

Quanto à terceirização de serviços, ver comentário da CSPE às considerações da Cisper (item 7).

16. SOLVAY

Como comentários iniciais vou falar um pouco do Capex. Esses dados que vão ser apresentados têm como base todas as informações que foram apresentadas pela Comgás à CVM. A não apresentação de um plano de negócios da Comgás no nível de detalhamento exigido pela nota técnica da CSPE não permitiu uma análise mais profunda e o entendimento de algumas eventuais distorções que a gente vai apresentar. E também não ficou muito claro quais foram as medidas que a CSPE tomou para não penalizar o consumidor final por eventuais distorções existentes no plano de negócios que não estava detalhado suficientemente.

O que se observa aí é um crescimento de mais de 50% no valor em reais por quilômetro entre aquilo que foi feito no primeiro período da concessão comparado com aquilo que a Comgás propõe para o segundo ciclo tarifário. Os valores já ajustados pela CSPE trazem de volta o investimento para o segundo ciclo a valores históricos, uma pequena distorção aí de 13% no valor em reais por quilômetro. Já foi apresentado aqui nesse audiência pública um pico de valores específicos e totais de investimento para os 2003 e 2004, tanto os valores apresentados pela Comgás quanto aqueles atenuados já pela CSPE, para os quais a gente não encontrou explicação. Além do que a distribuição heterogênea desses investimentos ao longo do segundo ciclo provoca certamente um impacto não desprezível no valor de margem máxima proposto pela CSPE. Aqui tem uma pequena diferença no número que foi apresentado anteriormente, mas, enfim, o investimento por metro cúbico do primeiro período para o segundo apresenta aí uma elevação de 80% nos dados apresentados pela Comgás. Já nos valores exigidos pela CSPE, essa diferença se limita a 9%. Aí é de novo algo que a gente não conseguiu entender, é aquele pico de investimento reais por metro cúbico, especialmente para 2004. Mesmo o valor corrigido pela CSPE apresenta um pico lá. Se o mercado não cresce, a gente não encontrou a razão do investimento existir.

Como contribuição da Solvay no processo de revisão tarifária, a gente gostaria que a CSPE analisasse ou reanalisasse essas eventuais distorções encontradas para determinar um valor inicial de margem máxima adequado.

Comentário CSPE:

Conforme exposto de forma detalhada no item 2.4.2 e Anexo IV da Nota Técnica N° 3, a CSPE realizou ajustes muito significativos nos valores dos custos dos investimentos incluídos no Plano de Negócios apresentado pela COMGÁS. A Comissão definiu “valores regulatórios” dos preços unitários dos investimentos, com base nas informações históricas da própria Concessionária (contidas no Plano Quinquenal e no Plano de Negócios apresentados), assim como considerou valores de mercado representativos do setor de gás canalizado na área de concessão da COMGÁS. Esses “valores regulatórios” são os considerados para a determinação do valor da margem máxima inicial do segundo ciclo tarifário (parâmetro P_0) conforme a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado definida na Nota Técnica N° 1.

Adicionalmente, conforme exposto no item 3.5. dessa Nota Técnica e visando assegurar a transparência e qualidade do processo regulatório, a CSPE realizará um monitoramento da execução efetiva dos investimentos previstos no Plano de Negócios

aprovado no processo da revisão tarifária. Dessa forma serão detectadas e corrigidas as alterações da condição de equilíbrio econômico-financeiro da Concessão decorrentes de eventuais desvios na execução desse plano, evitando assim que a Concessionária obtenha um benefício indevido no próximo ciclo.

17. ULTRAFÉRTIL

A nossa apresentação vai se pautar basicamente nas projeções de mercado. Esse trabalho foi feito junto com a Abrace, Abividro, Abal e Abiquim, já que a Ultrafertil é associada tanto da Abrace como da Abiquim. Verificando a projeção de mercado, nós fizemos essa transparência onde analisamos o comportamento do mercado industrial. Nós vamos nos preocupar com os outros mercados, considerando que a própria CSPE já considerou que estão relativamente dentro do normal, o industrial é que não estaria. Nós comparamos inicialmente de 2000 a 2003 o crescimento que houve no mercado industrial, onde houve em três anos praticamente 103% de aumento do consumo de gás, quase 27% ao ano de incremento nas vendas. Aí se nota que em 2004 começa o processo, como já bem identificado pela CSPE, com valores inferiores e um crescimento em dez anos de apenas 13%. Nós consideramos bastante tímido esse crescimento e, complementando a informação que o dr. Lucien da Abividro já colocou, colocamos alguns projetos que está prontos para iniciar o fornecimento, desde que haja algumas condições de tarifas e de atendimento. Todas elas já têm infra-estrutura disponível, ou seja, o que falta realmente são condições comerciais. Esses projetos foram apresentados recentemente à Petrobrás, ao dr. Ildo Sauer, para que viabilizasse e nós estamos aí com o nome e endereço de alguns projetos que representam 5,3 milhões de metros cúbicos/dia de gás prontos para serem iniciados. Com exceção de um de 2,5 milhões, os outros em questão de alguns meses estariam em condições de iniciar o fornecimento.

Estamos totalmente de acordo com a Comgás quanto a necessidade da implementação de uma política de gás natural como matéria-prima. Estamos trabalhando junto com a Comgás, junto com o Ministério e com a Petrobrás para que essa política venha a ser implementada o mais rapidamente possível. Isso representaria então um crescimento maior, da ordem de 70% no crescimento do gás industrial e não apenas 10%, bastante tímido, e em curto prazo de tempo. Analisando alguns índices na proposta da Comgás, nós vimos que no período de 2000 a 2003 os investimentos para atendimento do mercado eram da ordem de 43 centavos por metro cúbico e no plano proposto, tomando só o próximo ciclo, esse investimento sobre para 77 centavos por metro cúbico, ou seja, um aumento de 79%, talvez um pouco elevado. A proposta da CSPE atenua um pouco esse valor, passando de 43 para 47, um aumento da ordem de 9%. Mas se associado com uma nova condição de mercado poderia ser muito mais abrandado ainda.

Esse outro índice que nós levantamos frente aos dados disponibilizados nos traz uma inquietação bastante grande. Nós temos tanto na proposta da Comgás quanto na revisão da CSPE o valor do investimento por quilômetro. Vejam que em 2001 e 2002 a ordem de grandeza era de mil reais por quilômetro de rede, passou em 2003 para três mil e em 2004 para quase quatro mil, ou seja, é uma mudança de patamar que aparentemente não tem uma justificativa. Acho que é necessário, dr. Zevi, que se verifique de onde surgiu essa discrepância tão grande. Depois vemos em dez anos isso vai voltar novamente aos patamares de 2002. Tanto na proposta da Comgás como da CSPE os valores são bastante discrepantes no ano 2003. Não enxergamos o porquê, não estamos contestando, mas apenas solicitando que seja esclarecido. Fizemos também uma análise através do cálculo de P(0), qual seria a sensibilidade da variação de P(0) com a variação de mercado, e notamos que com o aumento de 20% e aqueles 70 no industrial que

representam da ordem de 30% de aumento no mercado haveria uma possibilidade de redução da margem média, da ordem de 17%.

[Comentário CSPE:](#)

[Ver comentários da CSPE referentes às contribuições da ABAL.](#)

18. WALTER MELO

Como vocês sabem, nós somos do setor energético e temos visto aí que Deus ajudou um pouco mais o Brasil e ajudou São Paulo. Nós estamos vendo enormes descobertas de gás aqui na Bacia de Santos, que podem dar a esse Estado de São Paulo aquela alavancagem que ele está precisando. E temos visto muito a intenção do governo federal e do próprio do Estado em antecipar a chegada do gás aos consumidores. Nós temos concessionárias no Estado de São Paulo, todas elas têm seu programa de investimento, trabalhando dentro das suas possibilidades, mas estamos sentindo que tem muita gente que vai ficar muito tempo sem gás, até que a concessionária leve o gás encanado. E estamos vendo dentro da política do governo federal e do próprio governo do Estado a intenção de criar um mecanismo para antecipar a entrega desse gás, que seria o gás natural comprimido. Nós temos trabalhado um pouco nesse setor, eu acho que é um mecanismo não de substituir o gás encanado, mas de antecipar a chegada do gás natural alguns meses ou alguns anos.

A minha pergunta e a minha proposição é se não caberia nessa política de antecipar a chegada do gás criar também dentro do consumo industrial que já existe uma tarifa especial para o gás comprimido, que tivesse na verdade aquele que fosse buscar o gás junto ao citygate, junto à tubulação da própria concessionária, uma tarifa diferenciada daquele que recebe na indústria, uma vez que a concessionária não está fazendo praticamente investimento nenhum e poderia fazer a antecipação disso. Então a minha proposição é que talvez pudessem a Comissão de Serviços Públicos, a própria Comgás e as outras concessionárias estudar, junto com a própria Petrobrás, que poderia inclusive ter um gás carimbado, para que empresários se prontificassem a colaborar investindo na compressão, no transporte e na distribuição desses gás àqueles que no futuro não tão próximo vão receber o gás. Nós estamos vendo dentro da universalização do gás inclusive indústrias que poderão correr e estão correndo o risco de até fecharem, porque o concorrente vai ter o gás a alguns quilômetros, o tubo vai chegar e não chegar o gás naquele outro. Talvez muitos industriais não poderão esperar quatro ou cinco anos com a sua indústria naquele local, tendo ao lado um concorrente recebendo um gás natural muito mais barato do que o GLP que recebem hoje ou um outro sistema qualquer. Então a minha proposição é que seja estudada a possibilidade de ter um gás carimbado para gás comprimido, uma tarifa especial para isso.

Comentário CSPE:

Tendo em conta, entre outras, a contribuição acima exposta, e, conforme expressado no item 2.4.4.2 da Nota Técnica N° 4, publicada em Consulta Pública em 13 de março de 2004, a CSPE decidiu que a COMGÁS deverá apresentar, até 30 de setembro de 2004, a sua proposta tarifária para o segmento de gás natural comprimido (GNC).

19. ESCRITÓRIO DE ADVOCACIA WALDEMAR DECCACHE

Boa tarde, componentes da mesa. Boa tarde, senhoras e senhores. Nossa contribuição, evidentemente, é mais voltada para o aspecto jurídico desse processo de revisão tarifária e está focado especialmente num dispositivo de lei, da lei de concessões, a Lei 8987, o artigo 13º, que permite ao regulador estabelecer tarifas diferenciadas para diversos segmentos de usuários de uma mesma atividade, vinculadas às características técnicas e aos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários. Isso quer dizer que a tarifa diferenciada entre diversos segmentos está estritamente vinculada aos custos específicos incorridos por esses segmentos. É sobre esse aspecto específico que vai se centrar a nossa intervenção.

Notamos na proposta de revisão tarifária que a Comgás considera três custos distintos para o preço do gás: custo do gás natural para o GVN de 32,33 centavos por metro cúbico, o custo TCQ de 39,38 para co-geração e termogeração e o 37,22 centavos por metro cúbico para os segmentos residencial, comercial e industrial. O que equivale a dizer que há nessa proposta de revisão tarifária uma consideração de custos que se diferenciam entre 14% e 17% entre um e outro, sem que haja, ao nosso exame, nenhuma comprovação efetiva que justifique isso. Ou seja, para que haja essa diferença de custos no preço de gás no cômputo do preço da tarifa é necessário que haja a prova efetiva da correspondência com o fato concreto, ou seja, que o segmento GNV realmente seja abastecido pelo gás provindo de reservas nacionais, do mesmo modo a co-geração e a termogeração pelo gás de proveniência estrangeira e os demais segmentos com gases misturados dessas duas proveniências, na proporção do valor que a ele é atribuído. Então esse é um aspecto que a gente gostaria de ressaltar, no sentido de que seja considerada pela agência reguladora no momento da fixação da tarifa essa efetiva comprovação entre a diferenciação do custo do gás e a realidade dos fatos.

Um segundo aspecto que também chama a atenção é que o Anexo 4 da Nota Técnica nº 1 de outubro de 2003 estabelece a apresentação pelo concessionário no seu Plano de Negócios (PN) dos custos específicos e compartilhados incorridos em cada um dos segmentos. Isso evidentemente visa, como diz a própria Nota Técnica, evitar a prática de subsídios cruzados entre os diversos segmentos. A lei veda, o contrato veda e a Nota Técnica também veda que haja a ocorrência de subsídios cruzados entre os diversos segmentos. E para que se possa averiguar isso é imprescindível que sejam trazidos a públicos os custos específicos e compartilhados incorridos pela concessionária em cada um dos segmentos. A Margem Máxima proposta pela CSPE, segundo o nosso entendimento, é uma média, esta será a média praticada nos seis segmentos, mas ela é distribuída nesses segmentos e para que possa se aferir isso é necessário que se tenha conhecimento desses custos efetivos, que não foram disponibilizados pela CSPE. Segundo consta, a CSPE não disponibilizou por entender se tratar de dados confidenciais da empresa. No nosso entendimento há uma interpretação equivocada, na medida em que, em se tratando de um contrato de concessão de serviços públicos prestados em caráter de monopólio, o particular aí se substitui à própria administração pública. Então seriam essas considerações que darão maior legitimidade jurídica a esse processo de revisão tarifária. Muito obrigado pela atenção.

[Comentário CSPE:](#)

Ver resposta às colocações de Escritório de Advocacia Waldemar Deccache (item 13), da segunda fase.

Anexo

Documento apresentado pela COMGÁS com a identificação da referência aos comentários da CSPE constantes deste documento no item 9

COMENTÁRIOS SOBRE A NOTA TÉCNICA CSPE N. 3

INTRODUÇÃO

A seguir apresentamos os comentários a respeito do conteúdo da Nota Técnica n.3 da CSPE (NT3), onde são descritos os resultados obtidos da aplicação da Metodologia para a Revisão Tarifária da Concessionárias de Gás Canalizado por ocasião da primeira revisão tarifária da Comgás.

Serão tecidas observações sobre os seguintes temas:

1. **CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX) (item 2.2 da NT3).....pg 3**
2. **DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA LÍQUIDA (BRRL) EM 30 DE JUNHO DE 2003 (item 2.4 NT3).....pg 5**
3. **DETERMINAÇÃO DO VALOR DO FATOR X (item 2.7 da NT3).....pg 6**
4. **ANÁLISE E AVALIAÇÃO DO PLANO DE INVESTIMENTOS (CAPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS (ANEXO II da NT3).....pg 8**
5. **ANÁLISE DO MERCADO PROPOSTO NO PN (ANEXO VIII da NT3).....pg 44**

1. CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX)

Considerações sobre a Proposta CSPE

A CSPE propôs cortes no valor total das projeções de despesas operacionais apresentadas pela Comgás através de seu Plano de Negócios dos itens de GER e Provisão para Devedores Duvidosos (PDD).

Além disto propõe o ajuste de valores apresentados em três outros itens “Secondees”, “Inserção” e “Manutenção e Construção de Redes” no primeiro ano do ciclo. A partir do segundo ano, propõe a aplicação de um redutor, obtido através da relação entre o montante de Opex definido para o ano 1 e o montante proposto pela Comgás sem PDD e GER para o ano 1. O valor do redutor é de 0,836.

Sobre cada um dos itens analisados temos os seguintes pontos a comentar.

- **Provisão para Devedores Duvidosos**

A CSPE propôs um corte equivalente a R\$69,9 milhões no Plano de Negócios apresentado pela Comgás, equivalente ao valor total proposto de Provisão para Devedores Duvidosos.

A Comgás, por ser uma Concessionária de serviço público, está obrigada a fornecer serviços de distribuição de gás canalizado a todos os usuários localizados em sua área de concessão, não tendo a opção de negar o fornecimento mesmo àqueles clientes que apresentem risco de crédito. Assim, as despesas referentes a Provisão para Devedores Duvidosos não podem ter tratamento semelhante àquelas consideradas como risco inerente do negócio e deveriam ser transferidas às tarifas.

Tais despesas de provisionamento são reconhecidas pela própria CSPE, que definiu seu procedimento de apuração e determinou seu registro no Plano de Contas do Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado. Além disto, esta despesa é também reconhecida pelos demais órgãos fiscalizadores, inclusive para fins fiscais e tributários.

Outras concessionárias de serviços públicos (como por exemplo as do setor elétrico) têm hoje este custo reconhecido em suas tarifas.

[Ver comentário CSPE item 9.1.1.](#)

- **Secondees**

Com base na análise das despesas operacionais de 2002, a CSPE considerou que a quantidade de funcionários contratados através dos “Contratos de Operação” é excessiva e propôs um corte nas despesas projetadas equivalente a entre R\$10 milhões a R\$12 milhões ao ano. Ocorre que já está contemplada uma redução de R\$6 milhões no Plano de Negócios apresentado pela Comgás a partir do primeiro ano do segundo ciclo regulatório neste item (de R\$17,6 milhões em 2002 para R\$11,6 milhões a partir do primeiro ano regulatório).

O corte indicado resulta claramente excessivo, ainda mais se consideramos que excederia o valor das despesas deste item projetadas para o último ano do segundo ciclo regulatório.

[Ver comentário CSPE item 9.1.2](#)

- **Serviços de Renovação de Redes de Ferro Fundido – Inserção e Manutenção e Construção de Redes de Distribuição de Gás**

Nas projeções de despesas operacionais do Plano de Negócios, a Comgás apresentou um valor referente a “Operação e Manutenção do Ativo – Serviços” de R\$38 milhões ao ano, em média. Os cortes propostos somam um valor médio anual de R\$33 milhões, o que representaria quase 90%, o que, se apresenta excessivo, considerando que se refere a conceitos de segurança e confiabilidade do serviço.

[Ver comentário CSPE item 9.1.3](#)

2. DETERMINAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA LÍQUIDA

A CSPE adotou a metodologia do Valor Econômico Mínimo mais a agregação das Dívidas e movimentações do Ativo Imobilizado para compor a Base de Remuneração Regulatória, a valores de junho de 2003.

Sobre a aplicação da metodologia, temos os seguintes comentários:

- 1) Quando a CSPE agregou a Dívida (dez/99) ao valor de 100% das ações (Patrimônio Líquido, em junho 99) ela refletiu basicamente o valor do Ativo Permanente.
- 2) Em que pese ter formado uma base de Ativo Permanente, agregou a este somente valores de investimento contabilizado no Ativo Imobilizado em serviço, portanto, desprezando os valores do Ativo Diferido (MMR\$ 26) e Obras em Andamento (MMR\$ 197), que comporiam, juntamente com a rubrica Investimentos, o total do Ativo Permanente.

O conceito de “Obras em Andamento” constitui o primeiro estágio de obras que integrarão o Ativo Imobilizado da Companhia. Não considerar o seu valor na Base de Remuneração inicial significa não remunerar esta parte dos investimentos, uma vez que as projeções de investimentos não contemplam o montante correspondente a esta rubrica.

[Ver comentário CSPE item 9.1.4](#)

Da mesma forma, não cabe excluir investimentos registrados como ativo diferido, que são essenciais para a viabilização das expansões. Como será apresentado no item 5 estes valores são essenciais para vencer as barreiras econômicas para a penetração do gás natural no mercado.

[Ver comentário CSPE item 9.1.5](#)

Por último, na determinação da BRRL em 30/6/03, a CSPE considera como “Baixas Regulatórias”, valores que não se refletem na contabilidade. Como se demonstra através de parecer da Deloitte, oportunamente encaminhado à CSPE, devem ser considerados os valores de depreciação contábeis, seguindo estritamente as vidas úteis dos bens do ativo por unidade de cadastro definidas e aceitas pela própria CSPE aplicadas sobre valores contábeis dos ativos. Não corresponde calcular o valor da depreciação sobre o valor econômico dos ativos porque, neste primeiro ciclo, as tarifas vigentes não consideravam tais valores em sua estrutura

[Ver comentário CSPE item 9.1.6](#)

3. DETERMINAÇÃO DO VALOR DO FATOR X

Conforme exposto na Nota Técnica CSPE n.3 deve-se levar em consideração no cálculo do Fator X os seguintes aspectos:

- a tendência histórica da eficiência da Concessionária,
- os padrões internacionais de eficiência na indústria,
- os índices de produtividade de longo prazo,
- as economias de escalas; e
- comparações com outras concessionárias no País.

Para determinar o valor proposto do fator X, a CSPE analisou a projeção de despesas operacionais da Comgás depois dos cortes propostos no item 2.2 da Nota Técnica n.3. Desta análise depreendeu que os custos por usuário reduzem-se em 5,4%. Esta redução é então comparada à redução de custos por usuário de, em média, 25% ocorrido para um conjunto de oito distribuidoras de gás da Argentina entre 1993-98.

As privatizações na Argentina ocorreram a partir de 1992 e o período 1993-98 corresponde ao primeiro ciclo tarifário das distribuidoras de gás natural. Assim, estes dados seriam comparáveis ao período 1999 a 2003 da Comgás (cuja privatização foi em maio de 1999). Neste período observa-se que o valor das despesas operacionais por cliente passou de R\$1.237/cliente em 1999 para R\$623/cliente em 2002, o que significa em uma redução de 50%. Parece então justo comparar os 25% da Argentina a estes 50% da Comgás. Os dados estão relacionados na tabela abaixo:

	1999	2002
Despesas Operacionais (R\$ milhões)	217	156
Varição do IGP-M (de jun de cada ano até jun/03)	1,79	1,32
Despesas Operacionais (R\$ de jun-03)	388	206
Número de clientes	314.029	361.235
Despesas Operacionais/Cliente	1.237	570

Em relação aos padrões internacionais de eficiência na indústria, estudos comparativos indicam (considerando os valores apresentados pela Comgás em seu Plano de Negócios):

	COMGAS			MÉDIA BENCHMARKING
	histórico	valores projetados Plano de Negócios		
	2002	ano regulatório 1 jun04/mai05	ano regulatório 5 jun08/mai09	
Despesa Operacionais por Consumidor (R\$/consumidor)	570	399	392	421
Despesa Operacionais por Volume Vendido (R\$/milhões de m3)	69.699	50.642	43.509	89.655
Quantidade de Funcionários por Consumidores	163	155	129	162
Quantidade de Funcionario por Volume Vendido	0,20	0,20	0,14	0,36

Observando-se os dados acima, percebe-se que os indicadores da Comgás estão muito próximos e na maioria dos casos até mesmo superiores à média para o ano de 2002, sendo que o único parâmetro inferior (despesas operacionais por cliente), supera a média do *benchmarking* logo no primeiro ano do novo ciclo regulatório.

Em relação aos índices de produtividade de longo prazo, estudo realizado pela GV Consult estima a evolução da produtividade total de fatores da Comgás no período de 1997 a 2002 em 2,2% ao ano, o que, na opinião da Consultoria, revela um esforço considerável da empresa na obtenção da excelência técnica. Dados da mesma consultoria estimam a evolução da produtividade total de fatores da indústria de transformação no Brasil na segunda metade da década de 90 em 1,9% e da economia brasileira como um todo em 1,5%. Estes dados revelam um desempenho da Comgás superior ao da indústria e da economia brasileira nos últimos anos.

Além disto, o Plano de Negócios da Comgas aponta para um crescimento da produtividade entre o ano de 2004 e 2009 em torno de 3,7%, confirmando seu compromisso de incremento técnico e produtivo. Esta taxa de aumento de produtividade supera a da economia brasileira nos últimos 30 anos (2,3% ao ano) e está próxima a dos países desenvolvidos como Japão, Estados Unidos, Dinamarca e França (entre 3,5% e 4% ao ano).

Por fim, deve-se levar em conta em comparações de desempenho entre empresas, além de indicadores financeiros, os padrões de serviço e segurança. A preocupação da Comgás com a segurança de seus funcionários, contratados e clientes já levou ao reconhecimento nacional e internacional. Também a satisfação dos clientes pode ser atestada por pesquisa que identificou um índice de 90% de satisfação (Pesquisa Ibope 2002).

[Ver comentário CSPE item 9.1.7](#)

4. ANÁLISE E AVALIAÇÃO DO PLANO DE INVESTIMENTOS (CAPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS

II.1 Metodologia Aplicada

Conforme informado na resposta ao Ofício OF-CR-005/04 enviada em 13/01/2004, a Comgás tem alguns comentários a respeito da metodologia utilizada pela CSPE para o cálculo dos custos unitários históricos.

Concordamos com o fato de que os dados históricos foram enviados de forma bastante detalhada. Cabe entretanto ressaltar que a correta comparação dos dados históricos com os dados contidos no plano de negócios da Comgás enviados demanda um extremo cuidado para se selecionar os ativos consistentes e comparáveis com as classificações propostas para, desta maneira, se obter os devidos cotejos. Temos que considerar que nos registros oficiais dos projetos, como não poderia deixar de ser, temos lançamentos contábeis complementares dos investimentos que aparecem sem os devidos dados quantitativos, já que estes já foram lançados anteriormente com valores parciais dos investimentos. Desta forma, a correta formação dos custos históricos devem incluir os itens contábeis relativos a todo o quantitativo informado, itens esses que podem figurar na lista somente como valores dispendidos.

Para calcular o custo unitário histórico, a Comgás considerou os dados do seu ativo imobilizado, selecionando-se os ativos consistentes e comparáveis com a classificação solicitada, eliminando aqueles onde a descrição era incompleta ou por demais genérica.

Utilizou-se como base o valor da média dos dados do ativo imobilizado referentes ao ano de 2002, uma vez que são dados consolidados e cuja amostra está mais próxima da atual realidade de mercado, como será mostrado a seguir.

II.2 Dados Históricos da Concessionária

Como definido por este regulador, os valores propostos no Plano de Negócios devem estar ajustados a valores de Junho/03. Assim foi feito por esta concessionária no que se refere aos valores propostos e nos valores históricos que serviram de base de comparação. Sendo assim, a Comgás para a construção de seus dados históricos optou por considerar os dados do ano de 2002 corrigidos pelo IGP M até junho de 2003 (fator de 1,282 – variação do IGP M de julho/02 até junho/03 - sobre os valores unitários do ano de 2002, que por definição estão centrados em 30 de

junho de 2002), uma vez que as despesas ocorrem ao longo de todo o ano, não estando concentradas em um único período.

Os critérios propostos pela CSPE no item II.2 do Anexo II da Nota Técnica 3, onde as obras de julho de 2002 a junho de 2003 não foram ajustadas claramente não resulta em custos unitários centrados em junho de 2003. O mesmo ocorre com obras de julho de 2001 a junho de 2002, e assim por diante.

[Ver comentário CSPE item 9.1.8](#)

O cálculo dos históricos resultou nos seguintes valores:

QUADRO RESUMO 1

CUSTOS UNITÁRIOS x HISTÓRICOS

	Média Histórica 2002	PN Expansão	Diferença %
1. Linhas Principais de Distribuição, AP Aço	803	910	13%
2. Rede de Distribuição, AP e MP Aço	617	655	6%
3. Rede de Distribuição, MP PE	342	358	5%
4. Válvulas LPD Aço	19.890	32.399	63%
5. Válvulas RD AP Aço	106.143	32.399	-69%
6. Válvulas RD MP Aço e PE	1.862	669	-64%
7. CRM Industriais	79.469	93.501	18%
8. CRM GNV	33.773	47.963	42%
9. Medidores Baixo Volume	209	165	-21%
10. Ramal Serv AP Ind e Com	-	28.730	
11. Ramal Serv GNV e Cogen (único dado disponível)	18.226	29.029	59%
12. Ramal Serv MP Ind e Com		10.883	
13. Ramal Serv MP Ind e Com	18.855	12.980	-31%
14. Ramal Ext MP Residencial	3.718	4.542	22%

Observação: os dados utilizados no cálculo do histórico encontram-se no Anexo I

No quadro resumo acima comparamos a média histórica de 2002 com os valores propostos pela Comgás em seu plano de negócios. Cabe ressaltar que os valores propostos pela Comgás estão baseados em contratos atualmente vigentes e disponíveis.

Abaixo iremos discorrer sobre cada item citado no Anexo II.

II.2.1 Tubulações

Conforme mencionado no item II.2.1 do anexo II da nota técnica número 3, as tubulações constituem o item de maior incidência quantitativa, tanto nos ativos existentes como nos projetados, e no nosso ofício OF-CR-005/04 de 13/01/2004 apresentamos diferenças entre os custos históricos das tubulações e os projetados. As diferenças se situavam entre 5 e 13%,

demonstrando-se a compatibilidade entre os dados históricos e os valores que a Comgás projetou para os segundo período regulatório. Quanto a outros itens, as diferenças foram explicadas individualmente.

Abaixo seguem as tabelas com os custos históricos calculados pela Comgás, utilizando a metodologia revisada proposta no item II.1

Linhas Principais de Distribuição (LPD) - Alta pressão em Aço

Linhas Principais de Distribuição (LPD)	
Preço médio (2002)	R\$ 803 / m
Km Amostra	54,2

Rede de Distribuição (RD) - Alta e Média Pressão em Aço - Média Pressão em Polietileno

Rede de Distribuição		
Material	Aço	Polietileno (PE)
Preço médio (2002)	R\$ 617 / m	R\$ 342 / m
Km Amostra	50,1 Km	40,2 Km

II.2.2 Válvulas

Válvulas			
Item	Válvulas LPD Aço	Válvulas RD AP Aço	Válvulas RD MP Aço e PE
Preço Unitário (2002)	19.890 R\$/un	106.143 R\$/un	1.862 R\$/un
Qde. Amostra	66 válvulas	141 válvulas	6.328 válvulas

Para as válvulas RD AP Aço, a amostra de dados históricos é pequena, com especificidades muito diferentes.

II.2.3 CRM e Medidores

CRM e Medidores			
Item	CRM Industriais	CRM GNV	Medidores Baixo Volume
Preço Unitário (2002)	79.469 R\$/un	33.773 R\$/un	209 R\$/un
Qde. Amostra	92	58	25.877

II.2.4 Ramais de Usuários

Ramais de Usuários		
Item	Preço Unitário	Qde. Amostra
Ramal Serv AP GNV e Cogen	1.012,55 R\$ / metro	1.090 metros
Ramal Serv MP Ind. e Com.	754,18 R\$ / metro	8.305 metros
Ramal Externo MP Residencial	371,8 R\$ / metro	14.175 metros

Ramal Serv AP GNV e Cogen: utilizou-se os segmentos de GNV e Cogen nesse cálculo pois não havia dados de Industrial e Comercial para Alta Pressão em 2002. Multiplicamos o unitário encontrado pela extensão média de 18 metros, que foi a utilizada no Plano de Negócios.

Ramal Serv MP Ind e Com: Multiplicamos o unitário encontrado pela extensão média de 25 metros, que foi a utilizada no Plano de Negócios.

Ramal Ext MP Residencial: para o cálculo do ramal residencial, utilizou-se a unidade de cadastro ramal externo, visto que havia apenas um (01) dado de ramal de serviço para realizar a comparação.

II.3 Informação do Plano de Negócios

II.3.1 Tubulações

As obras devem ser avaliadas e orçadas individualmente. O plano de negócios da Comgás não resulta da simples construção de uma quilometragem de rede. Ele é, sim, a soma de vários projetos individuais, capilarizados que foram extensamente discutidos e informados no plano de negócios. Como exemplo, no segmento GNV não construímos 29,8 km de rede em PE 180 mm, mas sim 149 trechos de 200 metros de rede de aço, que necessitam individualmente de projeto, contratação, mobilização de contratados (construção, testes hidrostáticos, gamagrafias, etc.), custos de interconexão, etc.

É importante ressaltar que os contratos são competitivamente cotados junto aos fornecedores de serviços, no entanto, com o grande volume de obras da companhia, existe no mercado um número restrito de fornecedores aptos a cumprir com os padrões de segurança e qualidade exigidos pela Comgás em suas obras. A Comgás trabalha constantemente no desenvolvimento de novos fornecedores.

A assunção de valores médios de mercado sem detalhar cada tipo de obra resulta em uma simplificação excessiva que põe em cheque a viabilidade da proposta em questão. Pode-se aceitar facilmente que o preço unitário de uma pequena extensão pode e deve ser maior do que um bolsão residencial de 3 mil metros. E esta noção foi detalhadamente utilizada pela Comgás, mais uma vez tendo como base os contratos vigentes, em seu plano de investimentos. Destarte esta concessionária não considera factível o nível de preços propostos por esta concessionária levando em consideração os fatores acima mencionados.

Preços Médios Projetados - Expansão

Tubulações de Obras de Expansão (R\$ / m)			
Material	Custo Unitário Material	Custo Unitário Obra	Custo Unitário Total
AP Aço	175	736	910
MP Aço	119	535	655
MP PE	34	324	358

Do total das obras de Expansão em PE, para o período de junho/2004 a maio/2009, vale ressaltar que o perfil das obras é o seguinte:

TOTAL – Expansão em PE por tipo de tubulação

	180 mm	125 mm	63 mm	Total
extensão (m)	84.149	288.048	229.003	601.200
%	14%	48%	38%	100%

Perfil das Obras em PE por segmento

	jun/2004 a maio/2009			jun/2004 a maio/2014		
	Extensão Total	% / Total Extensão	Unitário Médio	Extensão Total	% / Total Extensão	Unitário Médio
Bolsões	312.738	52%	275	352.922	33%	275
Peq. Extensões	127.446	21%	449	351.088	33%	449
Comercial	97.094	16%	330	255.702	24%	330
GNV	29.800	5%	468	47.000	4%	468
Peq. Indústria	15.800	3%	350	30.800	3%	350
Industrial	18.321	3%	368	18.321	2%	368
TOTAL	601.200	100%	335	1.055.832	100%	358

BOLSÕES

	180 mm	125 mm	63 mm	Total
extensão (m)	40.902	158.640	113.197	312.738
custo unitário (R\$/m)	371	284	228	275
% / total extensão PE	7%	26%	19%	

Obs: 25 bolsões, 26 microbolsões e 23 regiões de potencial, totalizando 74 obras de 4000 metros cada.

PEQ. EXTENSÕES

	180 mm	125 mm	63 mm	Total
extensão (m)		63.723	63.723	127.446
custo unitário (R\$/m)		478	420	449
% / total extensão PE	0%	11%	11%	

Obs: 3.374 obras de 38 metros cada.

COMERCIAL

	180 mm	125 mm	63 mm	Total
extensão (m)	9.709	48.547	38.838	97.094
custo unitário (R\$/m)	431	343	290	330
% / total extensão PE	2%	8%	6%	

Obs: 40 obras de 100 metros e 124 obras de 750 metros cada.

GNV

	180 mm	125 mm	63 mm	Total
extensão (m)	29.800			29.800
custo unitário (R\$/m)	468			468
% / total extensão PE	5%	0%	0%	

Obs: 149 postos de 200 metros cada.

PEQ. INDÚSTRIA				
	180 mm	125 mm	63 mm	Total
extensão (m)	-	7.900	7.900	15.800
custo unitário (R\$/m)	-	376	324	350
% / total extensão PE	0%	1%	1%	

Obs: 79 postos de 200 metros cada.

INDUSTRIAL				
	180 mm	125 mm	63 mm	Total
extensão (m)	3.738	9.238	5.345	18.321
custo unitário (R\$/m)	504	425	173	368
% / total extensão PE	1%	2%	1%	

Obs: 5 sistemas e ligação de clientes individuais na RMSP

Diâmetros - Tubulações Aço - Expansão								
Material		20"	16"	12"	10"	8"	6"	4"
AP Aço	m	2.800	6.050	0	10.100	6.900	6.350	10.000
MP Aço	m	0	0	8.846	71.667	66.619	180.857	61.507

Diâmetros - Tubulações PE - Expansão					
Material		250	180	125	63
MP PE	m	6.784	152.587	594.410	498.604

Abaixo, a tabela compara os preços utilizados no PN com os dados históricos recalculados. Observa-se que a diferença entre o histórico e os valores propostos se situam entre 5 e 13%.

Diferenças entre o preço unitário PN e Informação Histórica (%)		
AP Aço / LPD Aço	MP Aço / RD Aço	MP PE / MP PE
13 %	6%	5%

Preços Médios Projetados - Suporte

Tubulações - Suporte (R\$ / m)			
Material	Custo Un. Material	Custo Un. Obra	Custo Un. Total
AP Aço 20/30"	1.008	1.433	2.442
AP Aço	353	696	1.049
MP Aço	214	636	850
MP PE	41	499	541

Diâmetros - Tubulações Aço – Suporte								
Material		30"	24"	14"	12"	10"	6"	4"
AP Aço	m	66.155	10.625	3.630	24.425	11.900	2.000	0
MP Aço	m	0	0	0	0	2.220	10.900	727

Diâmetros - Tubulações PE - Expansão				
Material		180	125	63
MP PE	m	1.515	33.476	6.829

Novamente, a tabela abaixo indica uma diferença percentual inferior ao calculado pela Comissão, mostrando que os custos das obras de suporte estão cerca de 30% maiores que as obras de expansão.

Diferenças entre o preço unitário PN e Informação Histórica (%)		
AP Aço / LPD Aço	MP Aço / RD Aço	MP PE / MP PE
31%	38%	58%

As obras de suporte têm custos maiores que as de expansão, uma vez que se tratam de trabalhos realizados em redes em serviço.

II.3.2 Válvulas

Válvulas - Expansão (PN Comgás)				
Válvulas - Expansão	Custo Unitário Mat. (R\$/un)	Custo Unitários Obra (R\$/un)	Custo Unitário Total (R\$/un)	Quantidade
AP Aço	32.399	0	6.222	28
MP Aço	27.042	0	27.042	511
MP PE	605	0	605	5.482

Para as válvulas de AP Aço, a amostra deve ser inferior, de 28 unidades, pois as demais 13 unidades apresentam custo mais elevado pois serão substituições de válvulas no sistema de Rio Claro (em carga), visto que foi necessário elevar a pressão do mesmo.

Para as Válvulas LPD Aço foram alteradas as especificações para utilização de novas, com corpo forjado. Até então, a Comgás utilizava válvulas de corpo fundido. A experiência com estas demonstrou um baixo nível de desempenho, o que justificou nossa mudança de especificação e o aumento de custos unitários.

Válvulas - Suporte				
Válvulas - Suporte	Custo Unitário Mat. (R\$/un)	Custo Unitários Obra (R\$/un)	Custo Unitário Total (R\$/un)	Quantidade
AP Aço 20"	168.629	505.886	674.514	26

II.3.3 ECP's

Estações de Controle de Pressão				
ECP - Expansão	Custo Unitário Mat. (R\$/un)	Custo Unitários Obra (R\$/un)	Custo Unitário Total (R\$/un)	Quantidade
500 psig	224.325	42.667	266.992	35
250 psig	194.766	27.916	222.682	40

Estações de Controle de Pressão				
ECP - Expansão	Custo Unitário Mat. (R\$/un)	Custo Unitários Obra (R\$/un)	Custo Unitário Total (R\$/un)	Quantidade
55 psig	132.081	97.473	229.554	62
100 psig (1)	107.359	32.068	139.427	111
100 psig (2)	242.161	72.334	314.495	10
250 psig (1)	261.720	125.363	387.083	121
250 psig (2)	785.479	234.623	1.020.102	3

Notamos que a comparação feita na tabela abaixo, e apresentado pela CSPE na NT3 é inconsistente, visto que compara preços unitários de ECP's (Estação de Controle de Pressão) com preços unitários históricos de CRM's (Conjunto de Regulagem e Medição), que são Unidades de Cadastro diferentes.

[Ver comentário CSPE item 9.1.9](#)

Preços das ECP's com Vazão inferior a 50.000m ³ / dia			
Desvio de preços Unitários	55 psig (proposto)	100 psig (1) (proposto)	250 psig (1) (proposto)
CRM Industriais (histórico)	231%	101%	458%
CRM GNV (histórico)	710%	392%	1266%

II.3.4 Ramais e CRM Usuários

Custos Unitários - CRM's (R\$/un)				
	Qde.	Custo / CRM	Custo / Ramal	Custo Un. Total
Termogeração	1	826.280	42.199	868.479
Cogeração	3	603.547	39.804	643.351

As obras de conexão dos usuários de Termoelétrica e Cogeração são específicas para cada serviço e, apesar de serem de difícil comparação, representam efetivamente os gastos que a Comgás planeja ter com as mesmas e, portanto, devem estar consideradas no plano de investimentos para o segundo ciclo tarifário.

Custos - GNV (R\$/un)				
Postos GNV	Qde.	Custo / CRM	Custo / Ramal	Custo Un. Total

em rede 55 psig	273	47.963	12.894	60.857
em rede 100 psig	216	47.963	28.551	76.514

Custos Unitários - Ramais e CRM's Industriais				
Ramais e CRM's Industriais	Custo Un. Médio CRM	Custo Un. Ramal Usuário	Custo Un. De Ramais e CRM's	Qde
55 psig	62.734	10.900	73.634	221
100 psig	57.123	29.266	86.389	314
250 psig	43.879	23.495	67.374	5
500 psig	121.271	28.330	149.600	2
> 500.000 m ³ / mês	184.657	20.065	210.721	33

Usuários Comerciais				
Usuários Comerciais	Custo Un. Médio CRM	Custo Un. Ramal Usuário	Custo un. Dos Ramais e CRM's	Quantidade
55 psig	5.180	6.142	11.322	5.628

Usuários Residenciais				
Usuários Residenciais	Custo Un. Médio CRM	Custo Un. Ramal Usuário	Custo un. Dos Ramais e CRM's	Quantidade
55 psig	205	4.542	4.747	303.858

CRMs

No caso dos CRMs Industriais e GNV, o contrato anteriormente existente e que teve duração de 2 anos foi encerrado e houve reajuste real no valor do CRM, visto que parte dos componentes do mesmo é importada, e perdas reais aconteceram para o fornecedor durante os períodos de forte pressão inflacionária em 2002/2003. Ainda assim, a Comgás exigiu o cumprimento do contrato enquanto da sua duração estabelecida com os preços antigos. Isso explica as variações nos custos de CRM dos segmentos industrial e automotivo em 18% e 42% respectivamente, conforme pode ser visto no Quadro Resumo 1.

Já para os medidores baixo volume, foi firmado um novo contrato com fornecedor, já obtendo reduções no custo através deste da ordem de 21% (mesmo quadro).

EXTENSÃO DOS RAMAIS POR SEGMENTO

Todas as premissas de comprimento de ramal utilizadas no Plano de Negócios foram baseadas na experiência acumulada durante a forte expansão do sistema de distribuição de gás ocorrida desde maio/99.

Considerando a natureza do negócio, sabemos que as extensões dos ramais dependem, basicamente, da localização da rede na via pública, da característica do terreno do cliente e da localização do medidor no cliente, localização esta muitas vezes influenciada pelas necessidades do mesmo. Por depender de tantos fatores, observa-se que os desvios em relação às médias estimadas são muito elevados.

Abaixo, estamos apresentando o resultado de um levantamento de dados de extensões de ramais construídos, no período relativo ao 2º trimestre de 2003, que foi a base para as premissas utilizadas no Plano de Negócios enviado em 13/11/2003. Tivemos a preocupação, durante o tratamento dos dados, de retirar eventuais desvios encontrados que pudessem distorcer as extensões planejadas.

Residencial e Comercial

Para o cálculo do comprimento dos ramais residenciais e comerciais, utilizaram-se dados de assentamentos de ramais referentes ao período do 2º trimestre de 2003, constituindo, assim, uma média histórica da extensão do ramal.

Adotou-se como premissa simplificadora para as projeções, o valor médio arredondado encontrado, sem casa decimal, resultando numa extensão média de 10 metros para os segmentos supracitados.

Os ramais que foram desconsiderados da amostra são ramais ligados em rede antiga e de baixa pressão.

Comprimento médio dos ramais residenciais e comerciais (2º trimestre/2003):

	Abril	Maio	Junho
Nº casos amostra	155	168	134
Residencial		9,2	9,7
Comercial		9,1	10,7
Média final	9,3	9,1	10,0
	2º trim		9,5

Industrial

Sistemas Identificados

Os comprimentos dos ramais de cada um dos sistemas foram planejados com base em informações dos potenciais clientes coletadas em campo por nossa equipe técnica, quando da elaboração do Estudo de Viabilidade Técnica das mesmas.

No plano de negócios enviado, algumas empresas foram identificadas nominalmente devido ao consumo mensal ser superior a 500.000 m³. Nestes casos, o comprimento indicado reflete a situação daquele cliente.

Para as demais empresas, as informações levantadas em campo foram agrupadas por faixa de volume, e o comprimento dos ramais indicado na planilha Cons Ind do Plano de Negócios, conforme metodologia indicada por este Regulador.

Cada empresa incluída nos sistemas possui particularidades, devendo a extensão do ramal refletir as mesmas. Vale ressaltar que o comprimento do ramal de cada indústria pode sofrer alterações quando da execução da obra, devido às solicitações dos clientes (futuros planos de expansão, condições de segurança, posições de equipamentos, etc.).

Pequenas Indústrias

Para os clientes industriais considerados “genéricos”, isto é, que ainda não possuem identificação e localização definidas, utilizou-se no Plano de Negócios os seguintes valores de comprimentos dos ramais: Aço: 18 metros e PE: 25 metros.

Esses valores estão de acordo com dados históricos, conforme pode ser observado no levantamento de dados do período de abril a junho de 2003. No tratamento dos dados, utilizamos a metodologia de excluir dados que poderiam distorcer as médias.

Comprimento médio dos ramais industriais (2º trimestre/2003) e projeção do Plano de Negócios:

Material	Nº de clientes	Média dos Comprimentos	Nº casos discrepantes	Média (desconsidera pontos discrepantes)	Extensão média informada no Plano de Negócios
AÇO	7	18,87	0	18,87	18
PE	6	47,93	1	29,88	25

GNV

Para o segmento de Gás Natural Veicular, nossas projeções refletem os valores mais frequentes de extensões de ramais, sabendo que o desvio-padrão deste dado é elevado.

Isto pode ser demonstrado pelos dados levantados abaixo:

Comprimento médio dos ramais automotivos (2º trimestre/2003) e projeção do Plano de Negócios:

Material	Nº de postos	Média dos Comprimentos	Nº postos discrepantes	Média (desconsidera pontos discrepantes)	Extensão média informada no Plano de Negócios
AÇO	8	45,79	3	17,64	18
PE	6	24,12	1	27,94	25

Pode-se notar que a média do comprimento dos ramais é fortemente impactada por empreendimentos que fogem ao padrão. Esta concessionária prefere considerar valores mais usuais, expurgando dados extremos, que podem distorcer o resultado.

Cogeração e Termoelétricas

Para os segmentos de Cogeração e Termoelétrica, a extensão dos ramais está de acordo com as informações dos clientes coletadas em campo por nossa equipe técnica, quando da elaboração do Estudo de Viabilidade Técnica das mesmas.

Vale lembrar que esses clientes foram identificados nominalmente.

RESIDENCIAL - QUANTIDADE DE MEDIDORES E UDA's

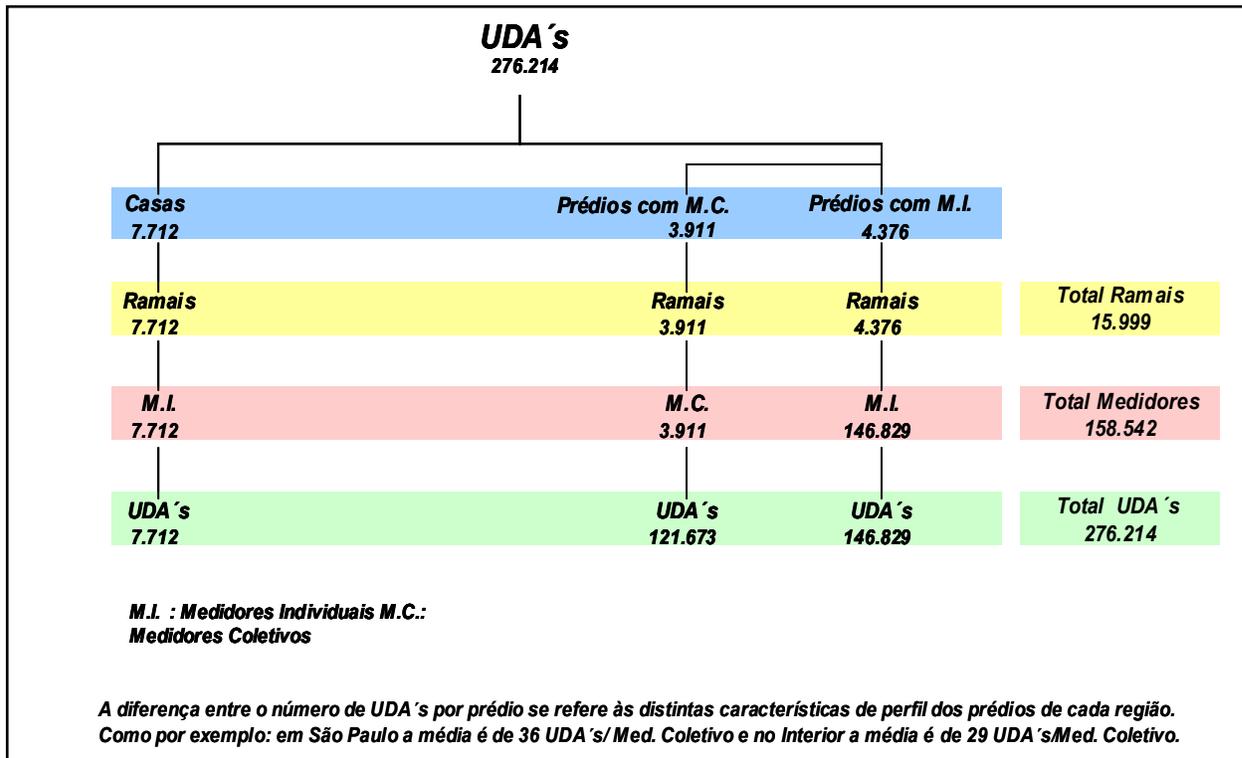
No item II.3.4 a CSPE solicitou maiores esclarecimentos acerca da quantidade de usuários e número de medidores. Abaixo apresentamos um esquema onde se visualiza a relação quantitativa entre cada uma das definições.

Nº UDA's - Plano de Negócios

Período: jun/04 a maio/09

	Ramais	Med. Individual	Med. Coletivo	UDA's
Casas	7.712	7.712	-	7.712
Prédios	8.287	146.829	3.911	268.502
Total	15.999	154.541	3.911	276.214

UDA's (Unidade Domiciliar Autônoma)



Investimentos em CRM e Ramais – Residencial

CAPEX - Comgás

Usuários Conectados em Rede	04 / 05	05 / 06	06 / 07	07 / 08	08 / 09	Total
Medidor Individual	5.142.009	7.181.661	4.264.008	5.160.479	3.737.769	25.485.926
Medidor Coletivo	854.911	1.387.273	1.207.210	1.489.048	1.185.289	6.123.731
Ramais	6.527.112	21.357.327	16.147.447	18.300.440	10.338.000	72.670.325
total	12.524.031	29.926.261	21.618.665	24.949.967	15.261.057	104.279.981

CAPEX - Proposto CSPE

Usuários Conectados em Rede	04 / 05	05 / 06	06 / 07	07 / 08	08 / 09	Total
Medidor Individual	4.677.000	6.532.200	3.878.400	4.693.800	3.399.750	23.181.150
Medidor Coletivo	81.900	132.900	115.650	142.650	113.550	586.650
Ramais	1.077.750	3.526.500	2.666.250	3.021.750	1.707.000	11.999.250
total	5.836.650	10.191.600	6.660.300	7.858.200	5.220.300	35.767.050

CAPEX - Diferença

Usuários Conectados em Rede	04 / 05	05 / 06	06 / 07	07 / 08	08 / 09	Total
Medidor Individual	(465.009)	(649.461)	(385.608)	(466.679)	(338.019)	(2.304.776)
Medidor Coletivo	(773.011)	(1.254.373)	(1.091.560)	(1.346.398)	(1.071.739)	(5.537.081)
Ramais	(5.449.362)	(17.830.827)	(13.481.197)	(15.278.690)	(8.631.000)	(60.671.075)
total	(6.687.381)	(19.734.661)	(14.958.365)	(17.091.767)	(10.040.757)	(68.512.931)

II.3.5 Ativos não específicos

Propostas COMGÁS - Investimentos em Ativos não Específicos (R\$)					
	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009
Terrenos e Edifícios	1.098.956	692.744	769.800	786.312	793.540
Veículos	3.694.100	2.566.200	1.794.200	2.649.900	3.694.100
Sistema GIS	2.086.637	1.205.591	538.101	-	-
Sistema Administração	2.478.006	3.462.215	3.462.215	3.462.215	3.462.215
Sistema Gestão Comercial/MKT	680.327	232.785	232.785	232.785	232.785
Computadores	2.056.852	1.849.857	1.369.008	1.605.237	1.467.284
Sistema SCADA	2.223.087	708.240	437.732	153.994	735.585
Total Máq. e Ferr.	2.212.262	446.000	1.319.500	3.214.000	2.547.333
TOTAL DE ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS	16.530.227	11.163.632	9.923.341	12.104.443	12.932.842

Alguns itens propostos pela Comgás foram alterados pelo regulador. Temos as seguintes considerações a fazer:

Veículos: a Comgás, assim como várias empresas líderes de grande porte, tem como política a troca de veículos a cada 3 anos e não a cada 5 anos como proposto na NT número 3. Os motivos que levam as grandes empresas, entre elas a Comgás, a adotar esta prática são a segurança de nossos funcionários (utilização de veículos mais novos e seguros) e os custos menores de manutenção, não somente em termos monetários mas também em disponibilidade dos veículos para o trabalho, aumentando a produtividade da empresa. Sendo assim, no plano de negócios proposto pela Comgás consideramos, como é prática atual desde a privatização, a troca de veículos a cada três anos.

Sistemas de administração: os investimentos em sistemas de administração foram e serão essenciais para a Comgás, possibilitando o ganho de produtividade dos empregados da empresa nos cinco anos do segundo ciclo quinquenal. Cabe lembrar que a quantidade de empregados por consumidor e a quantidade de empregados por volume distribuído reduzem 21 e 30%, respectivamente, no final do ciclo regulatório em questão, se comparados contra o ano de 2002. Projetos como automação da frente operacional e melhoria/integração de sistemas administrativos são essenciais para estes ganhos de produtividade incluídos em nosso plano de negócios.

Computadores: os investimentos em equipamentos de informática além de considerarem o número de empregados devem também considerar a complexidade dos equipamentos e o aparelhamento de novas bases operacionais. Sendo assim, em nosso plano de negócios consideramos, em adição aos equipamentos convencionais, os equipamentos do tipo Laptop para a frente de vendas e equipes operacionais, scanners, máquinas fotográficas e infra-estrutura de informática e comunicação para as novas bases, além da renovação dos mesmos para os escritórios existentes. Este item, como o anterior, é considerado como alavancador da produtividade da empresa.

Programas de Suporte – Não identificados nas planilhas

Notamos que o investimento dos seguintes programas de suporte foi simplesmente desconsiderado na composição do Capex de Suporte de Operações.

SUPORTE	jun/04 a mai/09
Renovação	59.673.610
Renovação de Ramais	24.582.347
Programa Aferição, Inspeção e Substituição Medidores	19.651.551
Melhorias nos Medidores Industriais e SLG	15.439.712
Outros – Reforços	3.993.687
Melhorias - City Gates	3.993.687
Monitoramento & Controle	4.879.774
Programa Monitoração de Pressão	1.947.660
Programa de Controle de Odorização	1.416.480
Sistema de Proteção Catódica	1.515.634
Outros – Operacionais	52.158.807
Melhorias em Laboratório	1.540.422
Espaços confinados	50.618.385
Outros – Diversos	15.935.400
TOTAL	136.641.277

Não compreendemos o porque destes programas terem sido subtraídos, uma vez que alguns deles fazem parte das exigências de cumprimento do contrato de concessão quando da privatização para o segundo ciclo tarifário, como é o caso de Renovação de Ramais, Programa Aferição, Inspeção e Substituição de Medidores e Melhorias nos Medidores Industriais. Além disto a não renovação dos ramais expõe a Comgás a maiores riscos e aumento das despesas com reparos de rede, uma vez que os ramais estão envelhecendo a cada ano.

Os valores propostos de investimento nos programas de Aferição, Inspeção e Substituição de Medidores (residenciais e comerciais) e no programa de Melhorias dos Medidores Industriais são necessários para o cumprimento de metas regulatórias até o décimo ano, além da natural substituição do parque de medidores de grande porte existentes.

As Melhorias em City-Gates são essenciais para a confiabilidade do sistema, e seu não cumprimento expõe a Comgás a riscos de incidentes relacionados à falha no suprimento de gás e ao processo de odorização.

O Programa de Monitoramento da Pressão permite que a Comgás opere com segurança seu fornecimento de gás e a ausência dos investimentos previstos aumenta os riscos de falta de gás ou falha de suprimento no caso de ocorrência de um incidente maior de fornecimento, além de ser um indicador monitorado pela CSPE.

A Proteção Catódica é parte integrante da instalação de novas redes e sua não utilização leva a aumento nas despesas com manutenção, além de comprometer o sistema e reduzir a vida útil dos ativos em questão, no caso, as redes de aço.

O programa de Melhorias em Laboratório engloba os investimentos no Laboratório de Gás, como a troca de válvulas multivias, colunas e detetores de cromatógrafos, placas, etc. Inclui também os investimentos requeridos para se adaptar às solicitações da CSPE em relação à qualidade do gás, medição contínua, etc.

O programa de Controle de Odorização prevê o investimento em equipamento de odorização visando estar em concordância com os indicadores acordados com a CSPE e normas brasileiras, em relação aos níveis de odorante.

O investimento na eliminação de espaços confinados se justifica pela redução do risco associado com as atividades de manutenção e emergência realizadas neste ambiente, além da redução de custos, por necessitar de uma equipe menor. Sua não execução eleva a probabilidade de ocorrer um incidente, acidente ou fatalidade.

[Ver comentário CSPE item 9.1.10](#)

Despesas Diferidas

Foi mencionado no documento desta comissão que os itens de investimentos caracterizados como financiamento a usuários não constituem um investimento genuíno e portanto não foram considerados nos montantes de CAPEX incluídos na equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). A Comgás reafirma a imperiosa necessidade de que tais investimentos sejam considerados no FCD na medida em que sua exclusão simplesmente inviabiliza significativa parcela do mercado residencial e comercial, brechando a entrada da Comgás em vários dos 26 municípios previstos no plano de negócios da empresa além de estancar a penetração do gás natural em outras áreas da região metropolitana de São Paulo.

II.4 Referências de Mercado

As comparações de mercado de custos de investimento em gás são conhecidas como muito difíceis de serem realizadas tamanha a quantidade de variáveis e critérios internos às empresas que influenciam nos números levantados.

Como exemplificação podemos citar a especificação de materiais, o nível de confiabilidade desejado do sistema, o nível de manutenção que será requerido, isso sem falar na maneira de como se deseja que tais sistemas sejam construídos (padrões maiores ou menores de segurança no trabalho, obras noturnas ou diurnas) e nos critérios tributários e trabalhistas adotados pelas empresas participantes da comparação.

O fato de as obras da Comgás na Região Metropolitana de São Paulo serem permitidas somente no período noturno levam a um aumento de preços dos contratos, pois os gastos com mão-de-obra contratada são mais elevados quando acrescenta-se o adicional noturno, não podendo ser comparados às praças mencionadas com trabalhos padrão.

Ainda que se leve tudo isso em questão, a Comgás procura como prática habitual realizar exercícios práticos de comparação de mercado a fim de saber a posição competitiva que se encontra. Esta é inclusive uma solicitação dos acionistas de forma a garantir de que o negócio está sendo bem gerido.

Recentemente a Comgás realizou um destes exercícios comparativos de custos de investimentos, incluindo visitas as empresas e comparação detalhada dos itens comuns que estavam contidos nos dados comparados. Neste exercício, verificou-se por exemplo, que os custos de construções de novas redes de aço realizadas pela Comgás estavam abaixo em 9% do custo apresentado por outras empresas.

Nesta comparação abaixo apresentada os custos utilizados pela Comgás foram exatamente aqueles orçados e apresentados no plano de negócios da Comgás ora em questão. Desta forma a Comgás entende que os preços propostos no plano de investimentos estão perfeitamente alinhados com a realidade de mercado.

Este comparativo pode ser visto abaixo:

RESUMO COMPARATIVO DA COMPOSIÇÃO DE CUSTOS DE OBRAS Mercado x Comgás

REDE DE ABASTECIMENTO – Aço 34.646 km

Na tabela abaixo, temos a comparação dos custos da Comgás com os custos do mercado para a elaboração de uma obra com as seguintes características:

TUBULAÇÃO	Extensão (m)	Q válvulas	# Clientes
14 "	27.950	28	10
8"	4.080	4	
6"	1.548	2	
4"	1.068	1	

- custo de projeto básico e executivo, sinalização da obra, taxas e outros
- custo de gerenciamento (3%) e contingências (5%)

A metodologia dos custos utilizada pela Comgás, nesta comparação, foi a mesma utilizada na elaboração do Plano de Negócios enviado a CSPE (média dos custos dos contratos).

Observa-se que a Comgás possui um custo 9% inferior ao mercado, e desconsiderando o valor das contingências, a comparação fica 13% abaixo do mercado.

ITEM DE CUSTO	VALOR R\$		Dif. % Comgas / Mercado
	Mercado	COMGAS	
CONSTRUÇÃO DE REDE	12.808.435,38	11.741.698,50	
MATERIAIS	17.973.250,00	10.411.452,00	
CONSTRUÇÃO - RAMAIS	226.016,00	4.603.762,00	
OUTROS	1.157.107,00	1.123.143,00	
SUBTOTAL	32.164.808,38	27.880.055,50	-13%
CONTIGÊNCIAS	-	1.353.255,00	
TOTAL	32.164.808,38	29.233.310,50	-9%

Gostaríamos de lembrar que uma das práticas adotadas pela Comgás na confecção de seus custos unitários, conforme mencionado nas justificativas do plano de negócios entregue em 13/11/2003, é a capitalização da mão-de-obra dos empregados, que no plano de investimento foi estimado em 13,5% sobre o valor do Capex. Em outras empresas esta não é uma prática comum, sendo raramente incluído em custos unitários de investimentos. Desta forma a Comgás retira valores equivalentes a capitalização de mão-de-obra da base de despesas operacionais, adicionando-os aos unitários dos investimentos realizados. Este procedimento contábil está totalmente de acordo com as melhores práticas internacionais e legislação local além de ter o impacto prático de reduzir necessidade de tarifas ao consumidor da área de concessão. Porém, é fato que a comparação de custos se torna mais difícil a medida de que outras empresas não adotam a mesma prática. Como este exemplo, temos a questão de especificações de materiais, qualidade das obras, característica de cada obra proposta, recolhimento de impostos, entre outros.

ANEXO 1 – DETALHAMENTO DA AMOSTRA DE DADOS HISTÓRICOS

Medidores Baixo Volume

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	Valor aquisição	Unitário		
121125	2002	31/jul/02	MEDIDOR DIAF G2.5(4,0M3/H)1-1/4BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	49	RE - Média	7.125,96	145,43		
121126	2002	31/jul/02	MEDIDOR DIAF G2.5(4,0M3/H)1-1/4BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	638	RE - Média	126.741,05	198,65		
121220	2002	31/jul/02	Medidores de Baixo Volume	MEDIDORES BAIXO VOL.	6.984	CM - Baixa	1.076.337,94	154,11		
121263	2002	31/jul/02	MEDIDOR DIAF G2.5(4,0M3/H)1-1/4BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	188	RE - Média	24.577,55	130,73		
121295	2002	31/ago/02	Medidores de Baixo Volume	MEDIDORES BAIXO VOL.	2.641	RE - Média	375.133,48	142,04		
121332	2002	31/ago/02	MED DIAF G1.6(2,5M3/H) 3/4BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	104	RE - Média	12.219,99	117,50		
121348	2002	30/set/02	Medidores de Baixo Volume	MEDIDORES BAIXO VOL.	3.460	RE - Média	474.604,52	137,17		
121418	2002	30/set/02	MED DIAFRAGMA G2.5 4,0M3/H 1-1/4" BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	222	RE - Média	37.172,33	167,44		
121420	2002	30/set/02	MED DIAFRAGMA G2.5 4,0M3/H 1-1/4" BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	275	RE - Média	46.960,29	170,76		
121425	2002	30/set/02	MED DIAFRAGMA G1.6 2,5M3/H 3/4" BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	20	RE - Média	22.583,12	1.129,16		
121429	2002	30/set/02	MED DIAFRAGMA G2.5 4,0M3/H 1-1/4" BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	250	RE - Média	28.438,23	113,75		
121430	2002	30/set/02	MED DIAFRAGMA G2.5 4,0M3/H 1-1/4" BSP 16	MEDIDORES BAIXO VOL.	140	RE - Média	13.611,28	97,22		
121436	2002	30/set/02	MED DIAFRAGMA G2.5 4,0M3/H 1-1/4" BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	276	RE - Média	33.586,33	121,69		
121510	2002	31/out/02	Medidores de Baixo Volume	MEDIDORES BAIXO VOL.	1.789	RE - Média	683.378,35	381,99		
121566	2002	31/out/02	MEDIDOR DIAFRAGMA G1.6 2,5M3/H 3/4" BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	635	RE - Média	77.931,21	122,73		
121664	2002	30/nov/02	Medidores de Baixo Volume	MEDIDORES BAIXO VOL.	3.131	RE - Média	469.553,33	149,97		
121751	2002	30/nov/02	Medidores de Baixo Volume	MEDIDORES BAIXO VOL.	20	RE - Média	1.473,50	73,68		
121753	2002	30/nov/02	Medidores de Baixo Volume	MEDIDORES BAIXO VOL.	30	RE - Média	3.681,94	122,73		
121759	2002	30/nov/02	Medidores de Baixo Volume	MEDIDORES BAIXO VOL.	2.427	RE - Média	341.769,31	140,82		
121762	2002	30/nov/02	MEDIDOR DIAFRAGMA G1.6 2,5M3/H 3/4" BSP	MEDIDORES BAIXO VOL.	28	RE - Média	2.752,73	98,31		
121919	2002	31/dez/02	Medidores de Baixo Volume	MEDIDORES BAIXO VOL.	2.570	RE - Média	356.810,50	138,84		
Quantidade					25.877		4.216.443	162,94	1,28	208,95

IGP-M média reajustada

CRM's GNV

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	Valor aquisição
120446	2002	31/jan/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ. MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	27.108,04
120683	2002	30/abr/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	31.023,02
120684	2002	30/abr/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	24.912,60
120686	2002	30/abr/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	22.717,36
120697	2002	30/abr/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	24.286,72
120706	2002	30/abr/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	26.509,26
120707	2002	30/abr/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	26.509,26
120709	2002	30/abr/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	23.463,75
120710	2002	30/abr/02	CM TIPO E1 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	34.232,80
120712	2002	30/abr/02	CM TIPO E1 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	31.132,00
120713	2002	30/abr/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	26.509,26
120873	2002	31/mai/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	26.986,15
120878	2002	31/mai/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	22.991,43
120879	2002	31/mai/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	20.634,32
120885	2002	31/mai/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	23.294,25
121031	2002	30/jun/02	CM E 2 / 17	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	23.493,23
121036	2002	30/jun/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	26.732,92
121096	2002	30/jun/02	CM E 3 / 17	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	21.112,33
121534	2002	31/out/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	21.553,76
121535	2002	31/out/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	22.678,77
121536	2002	31/out/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	20.183,98
121537	2002	31/out/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	20.515,89
121690	2002	30/nov/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	23.500,28
121692	2002	30/nov/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	25.427,25
121701	2002	30/nov/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	23.854,40
121702	2002	30/nov/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Alta	23.237,93
120273	2002	31/jan/02	Cj Medicao GNV Tipo Automotivo	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	23.700,95
120274	2002	31/jan/02	Cj Medicao GNV Tipo Automotivo	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	24.549,87
120330	2002	31/jan/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	23.352,08
120331	2002	31/jan/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ. MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	27.108,04
120333	2002	31/jan/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ. MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	28.093,07
120685	2002	30/abr/02	CM TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	23.483,93
120687	2002	30/abr/02	CM TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	32.946,47

120688	2002	30/abr/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	25.665,95			
120692	2002	30/abr/02	CM	TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ. MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	26.769,98			
120694	2002	30/abr/02	CM	TIPO E1 AUTOMOTIVO-CJ. MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	39.275,85			
120702	2002	30/abr/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	28.736,62			
120704	2002	30/abr/02	CM	TIPO E1 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	31.132,00			
120708	2002	30/abr/02	CM	TIPO E1 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	33.072,81			
120711	2002	30/abr/02	CM	TIPO E1 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	29.672,22			
120869	2002	31/mai/02	CM	TIPO E1 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	36.496,61			
120886	2002	31/mai/02	CM	TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	20.232,31			
120890	2002	31/mai/02	CM	TIPO E1 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	39.857,50			
121030	2002	30/jun/02	CM	E 3 / 17	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	20.576,42			
121508	2002	31/out/02	CONJ	DE REGULAGEM E/OU MEDIÇÃO E1/4	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	31.385,19			
121532	2002	31/out/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	30.364,27			
121533	2002	31/out/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	25.701,92			
121557	2002	31/out/02	CM	TIPO E1 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	32.144,15			
121679	2002	30/nov/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	31.696,53			
121680	2002	30/nov/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	24.406,98			
121687	2002	30/nov/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	23.237,93			
121688	2002	30/nov/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	30.622,51			
121689	2002	30/nov/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	21.904,74			
121695	2002	30/nov/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	24.439,92			
121698	2002	30/nov/02	CM	TIPO E3 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	21.091,00			
121699	2002	30/nov/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	24.439,92			
121703	2002	30/nov/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	23.237,93			
121705	2002	30/nov/02	CM	TIPO E2 AUTOMOTIVO-CJ.MEDIÇÃO GNV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	GN - Média	23.541,55			
						58		1.527.538	média	IGP-M	média reajustada
								26.336,87	1,282	33.772,69	

CRM's Industriais

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	Valor aquisição
121712	2002	30/nov/02	CRM B3 CV LD HILTON DO BRASIL	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	38.940,98
121709	2002	30/nov/02	CRM C3 CV LD Aeroporto de Cumbica	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	38.346,73
121021	2002	30/jun/02	CRM Fragnani2	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	41.525,19
121744	2002	30/nov/02	CRM - MINI - TIPO LL4-7A	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	6.062,74
121774	2002	30/nov/02	CRM Oficina de cores C1 LS	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	15.762,85
121240	2002	31/jul/02	CRM - REGULADOR FISCHER MOD:299 HS MGF - 1 H12	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	2.341,97
121272	2002	31/jul/02	CRM - Tecnopeças	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	928,16
121881	2002	31/dez/02	CRM - TIPO ESPECIAL	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	83.883,30
121048	2002	30/jun/02	CRM Allevard	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	33.487,09
121145	2002	31/jul/02	CRM B2 LS 3" G160	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Alta	21.558,89
120987	2002	30/jun/02	CRM B2 LS 3" G160 - Prometal	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	23.897,88
121088	2002	30/jun/02	CRM B3 LD 3" G160	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	43.716,62
120991	2002	30/jun/02	CRM B3 LD 3" G160 - Shopp Campinas	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	45.946,87
121243	2002	31/jul/02	CRM B3 LD 3" G160 BS Continental	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	47.147,16
121256	2002	31/jul/02	CRM B4 ESMENA COM ELETROCORRETOR	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	44.944,28
121254	2002	31/jul/02	CRM B4 LD 4" G250 - Brasimet	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	54.293,00
120337	2002	31/jan/02	CRM B4 LD 4" G250 Textron	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	36.039,30
121148	2002	31/jul/02	CRM B4 WICKBOLD	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	49.022,87
121255	2002	31/jul/02	CRM B4LD - Bolsão Gonvarri	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	44.944,28
121162	2002	31/jul/02	CRM -B4LD - VITOPEL	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	43.023,41
121142	2002	31/jul/02	CRM B4LD 4" G250	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	52.918,37
120432	2002	31/jan/02	CRM B5 LD 4" G400	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	61.458,64
121053	2002	30/jun/02	CRM B5 LD 4" G400	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	70.178,30
121013	2002	30/jun/02	CRM B5 LD 4" G400 - Carbus	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	73.121,62
120983	2002	30/jun/02	CRM B5 LD 4" G400 - Ceram. Sumaré	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	67.874,19
120985	2002	30/jun/02	CRM B5 LD 4" G400 - Danone	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	68.805,48
120993	2002	30/jun/02	CRM B5 LD 4" G400 - Selmi	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	67.931,12
120989	2002	30/jun/02	CRM B5 LD 4" G400 - Termotecnica	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	68.512,35
121046	2002	30/jun/02	CRM B6 LD 6" G650	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	105.692,99
121005	2002	30/jun/02	CRM B6 LD 6" G650 - Milenium	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	103.284,63

120981	2002	30/jun/02	CRM B7 LD 8" G1000	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	132.350,64
121140	2002	31/jul/02	CRM B7 LD 8" G1000	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	122.745,50
121313	2002	31/ago/02	CRM C1 LS 2" G25	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	27.807,94
121150	2002	31/jul/02	CRM C1 MADEITEX	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	18.428,17
121274	2002	31/jul/02	CRM C2 LS - BAYER DO BRASIL	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	13.434,82
121271	2002	31/jul/02	CRM C2 LS 3" G100 - Monark	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	34.105,24
121135	2002	31/jul/02	CRM C3 GERDAU	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	42.087,77
121158	2002	31/jul/02	CRM C3 LD	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	39.132,97
121771	2002	30/nov/02	CRM C3 LD - Canatiba 2	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	39.407,13
121775	2002	30/nov/02	CRM C3 LD - Goodyear	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	47.288,55
121071	2002	30/jun/02	CRM C3 LD 3" G160	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	-
120999	2002	30/jun/02	CRM C3 LD 3" G160 - Cecol	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	51.777,77
121134	2002	31/jul/02	CRM C3 LD 3" G160 - Metalvale	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	54.816,14
121155	2002	31/jul/02	CRM C4	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	51.444,10
121410	2002	30/set/02	CRM C4 LD 4" G250	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Alta	62.428,42
120943	2002	30/jun/02	CRM C4 LD 4" G250	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	36.219,84
121015	2002	30/jun/02	CRM C4 LD 4" G250 - Artec	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	48.318,49
121003	2002	30/jun/02	CRM C4 LD 4" G250 - Ceral	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	38.685,76
121159	2002	31/jul/02	CRM C4 LD MERITOR	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	48.319,32
120428	2002	31/jan/02	CRM C5 LD 4" G400	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	50.524,74
121043	2002	30/jun/02	CRM C5 LD 4" G400	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	82.767,03
121064	2002	30/jun/02	CRM C5 LD 4" G400	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	43.174,37
121072	2002	30/jun/02	CRM C5 LD 4" G400	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	89.633,98
120964	2002	30/jun/02	CRM C5 LD 4" G400 - Ruy Rocha	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	56.217,90
121128	2002	31/jul/02	CRM C5 LD 4" G400 - Recipar	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	64.212,49
121154	2002	31/jul/02	CRM C6	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	107.812,98
121258	2002	31/jul/02	CRM C6 LD - ACRO PISO 2	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	256.882,02
121772	2002	30/nov/02	CRM C6 LD - Canatiba III	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	98.517,82
121143	2002	31/jul/02	CRM C6 LD 6" G650	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Alta	168.557,13
121001	2002	30/jun/02	CRM C6 LD 6" G650 - Cer. Fragnani	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	90.781,88
121550	2002	31/out/02	CRM C6 LD- UBV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	97.904,59
121770	2002	30/nov/02	CRM C7 LD - Canatiba I	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	126.102,80

121151	2002	31/jul/02	CRM C7 LD 8" G1000	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	124.133,06
121312	2002	31/ago/02	CRM C8 LD 10" G1600	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	204.954,69
121268	2002	31/jul/02	CRM C9 LD 12" G2500 - Corn Products	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Alta	208.196,09
121063	2002	30/jun/02	CRM Cedasa 2	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	65.312,41
121010	2002	30/jun/02	CRM Ceramica Ferreira	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	35.873,99
121444	2002	30/set/02	CRM D2 LD 4"	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	100.057,36
120334	2002	31/jan/02	CRM D3 LD 8" G1000	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	126.655,06
121136	2002	31/jul/02	CRM ESPECIAL - CEPAM	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	9.298,59
121131	2002	31/jul/02	CRM ESPECIAL - KENKORT	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	3.522,57
121146	2002	31/jul/02	CRM ESPECIAL - NSK	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	6.934,56
121129	2002	31/jul/02	CRM ESPECIAL - RALF	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	7.318,19
120335	2002	31/jan/02	CRM ESPECIAL - SOFIMA	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Alta	5.827,84
121141	2002	31/jul/02	CRM ESPECIAL - Union Carbide	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	86.348,53
121561	2002	31/out/02	CRM ESPECIAL AMBEV	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	107.690,37
120336	2002	31/jan/02	CRM ESPECIAL ARAYA	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	8.662,03
121160	2002	31/jul/02	CRM ESPECIAL BARLOCHER	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	47.753,10
121054	2002	30/jun/02	CRM ESPECIAL DEGUSSA	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	97.200,14
121050	2002	30/jun/02	CRM ESPECIAL ESTIVA I	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	35.922,09
121051	2002	30/jun/02	CRM ESPECIAL ESTIVA II	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	35.922,09
121223	2002	31/jul/02	CRM ESPECIAL VCP JACAREÍ	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	113.475,39
121123	2002	31/jul/02	CRM ESPECIAL VILLARES PINDA	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	191.717,23
120535	2002	30/nov/02	CRM Isma	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	-
121273	2002	31/jul/02	CRM LL4 5A - DINAPRO	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	5.641,01
121257	2002	31/jul/02	CRM LL4 6A - GETOFLEX	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	9.157,25
121065	2002	30/jun/02	CRM Paraluppi & Cia	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	36.709,60
120425	2002	31/jan/02	CRM Quaker (Guarulhos)	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	75.780,37
121773	2002	30/nov/02	CRM Santa Adelina C5 Ld	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	66.992,11
120328	2002	31/jan/02	CRM Stollberg	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	36.224,45
121837	2002	31/dez/02	CRM TIPO B7 LD	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	83.988,29
121838	2002	31/dez/02	CRM TIPO C5 LD	CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	1	IN - Média	66.718,59

92

5.701.467

média IGP-M média reajusta

61.972,46

1,282

79.469,

Tubulações - Linha Principal – Aço AP

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	Valor aquisição	Unitário		
120895	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Linha Principal	LINHA PRINCIPAL-LPD	1	A - Alta	44.860,24	44.860,24		
121120	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Linha Principal	LINHA PRINCIPAL-LPD	1	A - Alta	513.457,08	513.457,08		
121558	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Linha Principal - Aço 4"	LINHA PRINCIPAL-LPD	111	A - Alta	17.276,31	155,54		
121542	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Linha Principal - Aço 6"	LINHA PRINCIPAL-LPD	2.340	A - Alta	390.685,35	166,96		
121559	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Linha Principal - Aço 6"	LINHA PRINCIPAL-LPD	987	A - Alta	308.315,64	312,38		
120741	2002	30/abr/02	Trecho de Tubulação - Tubo Aço 10" Fase4	LINHA PRINCIPAL-LPD	8.555	A - Alta	3.261.094,02	381,19		
120714	2002	30/abr/02	Trecho de Tubulação - Tubo Aço 12" Fase1 A	LINHA PRINCIPAL-LPD	14.182	A - Alta	10.614.895,11	748,46		
120725	2002	30/abr/02	Trecho de Tubulação - Tubo Aço 12" Fase1 B	LINHA PRINCIPAL-LPD	7.500	A - Alta	7.561.602,53	1.008,21		
120715	2002	30/abr/02	Trecho de Tubulação - Tubo Aço 6" Fase1 A	LINHA PRINCIPAL-LPD	2.500	A - Alta	883.905,65	353,56		
120742	2002	30/abr/02	Trecho de Tubulação - Tubo Aço 8" Fase4	LINHA PRINCIPAL-LPD	180	A - Alta	55.253,78	306,97		
120546	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação Aço 4" - Linha Principal-F2	LINHA PRINCIPAL-LPD	1.724	A - Alta	1.354.560,55	785,53		
120545	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação Aço 6" - Linha Principal-F2	LINHA PRINCIPAL-LPD	8.500	A - Alta	6.613.442,68	778,05		
120547	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação Aço 6" - Linha Principal-F3	LINHA PRINCIPAL-LPD	7.700	A - Alta	2.365.739,44	307,24	IGP-M	média reajustada
				quantidade	54.282		33.985.088,38	626,09	1,282	802,85

Tubulações – Rede de Distribuição

REDE DE DISTRIBUIÇÃO - AP e MP Aço

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	descrição	Valor aquisição	Unitário
121743	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		346.497,76	346.497,76
121095	2002	30/jun/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	600	M - Média		187.270,82	312,12
121034	2002	30/jun/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	460	M - Média		222.411,75	483,50
121022	2002	30/jun/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	905	M - Média		483.836,47	534,63
120946	2002	30/jun/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	806	M - Média		483.367,83	599,71
121509	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		786,25	786,25
120939	2002	30/jun/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	24	M - Média		40.781,37	1.699,22
121118	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	191	A - Alta	TUBO AÇO 10"	66.792,61	349,10
121307	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	505	M - Média	TUBO AÇO 10"	742.133,40	1.469,57
121768	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	24	M - Média	TUBO AÇO 12"	13.361,19	556,69
121546	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	24	M - Média	TUBO AÇO 14"	22.459,40	935,81
121113	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	9.057	A - Alta	TUBO AÇO 20"	8.709.278,77	961,64
121333	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	10	A - Alta	TUBO AÇO 4"	29.722,91	2.972,29
121299	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	250	M - Média	TUBO AÇO 4"	61.182,86	244,73
121395	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	950	M - Média	TUBO AÇO 4"	91.328,23	96,13
121528	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	400	M - Média	TUBO AÇO 4"	155.436,94	388,59
121529	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	180	M - Média	TUBO AÇO 4"	25.971,76	144,29
121540	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	120	M - Média	TUBO AÇO 4"	10.595,37	88,29
121552	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	60	M - Média	TUBO AÇO 4"	12.263,01	204,38
121708	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	720	M - Média	TUBO AÇO 4"	147.037,67	204,22
121765	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	6.363	M - Média	TUBO AÇO 4"	965.902,19	151,80
121439	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2.165	M - Média	TUBO AÇO 6"	709.761,36	327,86
121440	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	5.103	M - Média	TUBO AÇO 6"	1.703.427,26	333,82
121112	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	72	A - Alta	TUBO AÇO 6"	21.469,05	298,18
121396	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	296	M - Média	TUBO AÇO 6"	91.328,23	308,54
121397	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.981	M - Média	TUBO AÇO 6"	159.635,34	80,58
121544	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	300	M - Média	TUBO AÇO 6"	91.790,61	305,97

121553	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.252	M - Média	TUBO AÇO 6"	454.876,88	363,39	
121766	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.064	M - Média	TUBO AÇO 6"	307.307,21	288,90	
121441	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	60	M - Média	TUBO AÇO 8"	28.390,46	473,17	
121545	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	8.837	M - Média	TUBO AÇO 8"	4.186.725,79	473,78	
121764	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	7.192	M - Média	TUBO AÇO 8"	3.329.161,45	462,92	
121767	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	85	M - Média	TUBO AÇO 8"	38.970,11	458,47	
121438	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	60	M - Média	TUBO AÇO DE 9,8" A 10"	28.390,46	473,17	
120945	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	10	M - Média	TUBO AÇO DE 9,8" A 10"	166.179,64	16.617,96	
Quantidade								50.127		
Total R\$								24.135.832	481,50	

Tubulações – Rede de Distribuição

REDE DE DISTRIBUIÇÃO - MP PE

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	descrição	Valor aquisição	Unitário
121226	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.000	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	149.789,64	149,79
121250	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	45	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	19.886,18	441,92
121252	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	50	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	7.827,50	156,55
121264	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	4.500	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	211.191,66	46,93
121275	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	157	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	636,91	4,06
121278	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	117	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	17.825,93	152,36
121279	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	43	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	17.307,08	400,63
121280	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	218	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	82.158,49	376,87
121413	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	100	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	21.559,65	215,60
121414	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	356	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	28.097,29	78,92
121428	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	600	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	96.967,45	161,61
121227	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	100	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	19.263,68	192,64
121319	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.300	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	232.202,83	178,62
121490	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	200	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	63.387,30	316,94
121502	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	200	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	69.723,35	348,62
121504	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	200	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	3.468,48	17,34
121505	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	381	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	74.770,27	196,47
121723	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.000	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	99.185,04	99,18
121749	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	200	M - Média	TUBO POLIETILENO 62MM A 75MM	9.590,97	47,95
121241	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	390	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	82.815,41	212,22
121261	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	156	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	7.974,65	51,12
121266	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	504	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	95.996,21	190,47
121422	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	228	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	237.062,24	1.039,75
121115	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	216	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	64.916,14	300,54
121249	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	200	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	95.428,90	477,14
121318	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	96	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	36.442,82	379,61
121480	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.048	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	174.482,08	166,49
121501	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	312	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	187.825,36	602,00

121503	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	55	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	70.528,01	1.282,00
121568	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	112	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	22.847,95	204,00
121671	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	72	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM	17.423,16	241,99
121225	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.600	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	149.789,64	93,62
121265	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	3.400	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	595.176,47	175,05
121283	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	100	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	62.587,98	625,88
121417	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	600	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	633.515,78	1.055,86
121427	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	100	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	28.301,24	283,01
121114	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	700	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	102.838,90	146,91
121481	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	382	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	127.190,12	332,96
121570	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	524	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	87.327,69	166,66
121670	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2.600	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	601.898,58	231,50
121727	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.800	M - Média	TUBO POLIETILENO 125MM A 150MM	378.205,13	210,11
121724	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	96	M - Média	TUBO POLIETILENO 180MM	48.692,51	507,21
120393	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	16.524	M - Média		4.139.094,59	250,49
120394	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	14.500	M - Média		1.477.610,79	101,90
120390	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	12.200	M - Média		266.397,33	21,84
120368	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	4.465	M - Média		4.163.297,37	932,43
120401	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	4.164	M - Média		1.047.048,01	251,45
120285	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	3.544	M - Média		698.480,13	197,11
120366	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2.095	M - Média		664.704,43	317,28
120280	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.236	M - Média		1.203.620,44	973,52
120516	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.100	M - Média		370.338,14	336,67
120392	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.056	M - Média		134.339,63	127,22
120367	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.000	M - Média		532.554,18	532,55
120700	2002	30/abr/02	Trecho de Tubulação - Rede de Destituição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	800	M - Média		200.707,75	250,88
120278	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	730	M - Média		427.721,01	585,92
120379	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	708	M - Média		193.670,80	273,55
120509	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	660	M - Média		154.049,46	233,41
120525	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	600	M - Média		208.480,42	347,47
120526	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	600	M - Média		160.150,64	266,92
120698	2002	30/abr/02	Trecho de Tubulação - Rede de Destituição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	540	M - Média		29.711,89	55,02

120498	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	520	M - Média	122.740,79	236,04	
120339	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	480	M - Média	131.543,35	274,05	
120279	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	422	M - Média	187.061,18	443,27	
120291	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	328	M - Média	88.424,70	269,59	
120517	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	319	M - Média	165.912,77	519,61	
120865	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	300	M - Média	46.570,26	155,23	
120443	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	287	M - Média	148.658,50	518,26	
120284	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	212	M - Média	341.286,00	1.607,03	
120426	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	200	M - Média	74.916,38	374,58	
					Quantidade	14.194	Total R\$	5.587.162,72	393,63
					Quantidade	26.058	Total R\$	5.134.106,67	197,03
					Quantidade	40.252	Total R\$	10.721.269,39	266,35

VÁLVULAS

Válvulas - Linha Principal – AP Aço

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	Valor aquisição	Unitário	IGP-M	média reajustada
120548	2002	28/fev/02	Válvula Instalada - Linha Principal - F3	LINHA PRINCIPAL-LPD	16	A - Alta	262.859,94	16.428,75		
120740	2002	30/abr/02	Válvula Instalada - Linha Principal Fase 4	LINHA PRINCIPAL-LPD	42	A - Alta	579.856,03	13.806,10		
121543	2002	31/out/02	Válvulas Instaladas - Linha Principal	LINHA PRINCIPAL-LPD	2	A - Alta	63.599,94	31.799,97		
121560	2002	31/out/02	Válvulas Instaladas - Linha Principal	LINHA PRINCIPAL-LPD	6	A - Alta	117.390,29	19.565,05		
					quantidade	66	1.023.706	15.510,70	1,282	19.889,92

Válvulas - Rede de Distribuição – AP Aço

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	descrição	Valor aquisição	Unitário	IGP-M	Média Rea	
120716	2002	30/abr/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	10	A - Alta		729.809,48	72.980,95			
120726	2002	30/abr/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	10	A - Alta		67.395,75	6.739,58			
120731	2002	30/abr/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	12	A - Alta		97.410,66	8.117,56			
120737	2002	30/abr/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	18	A - Alta		82.469,09	4.581,62			
120743	2002	30/abr/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	A - Alta		555.583,66	555.583,66			
120521	2002	28/fev/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2	A - Alta		1.787,20	893,60			
120532	2002	28/fev/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2	A - Alta		11.008,29	5.504,15			
120619	2002	31/mar/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição-Paulinia	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	9	A - Alta		511.007,42	56.778,60			
120617	2002	31/mar/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição-Rhodia	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2	A - Alta		594.421,43	297.210,72			
121314	2002	31/ago/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	37	A - Alta		8.093.057,62	218.731,29			
120374	2002	31/jan/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2	A - Alta		5.415,06	2.707,53			
120679	2002	30/abr/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	9	A - Alta		14.004,29	1.556,03			
121109	2002	31/jul/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	27	A - Alta		907.700,07	33.618,52			
					Quantidade	141		Total R\$	11.671.070	82.773,55	1,28	1

Válvulas – Rede de Distribuição MP Aço e PE

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	descrição	Valor aquisição	Unitário
120518	2002	28/fev/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2	M - Média		8.732,25	4.366,13
120524	2002	28/fev/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		4.931,72	4.931,72
120527	2002	28/fev/02	Válvula Instalada - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	4	M - Média		8.428,98	2.107,25
120699	2002	30/abr/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		3.301,33	3.301,33
120701	2002	30/abr/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		22.300,86	22.300,86
121337	2002	31/ago/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	3	M - Média		10.595,05	3.531,68
121547	2002	31/out/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	6	M - Média		581.503,26	96.917,21
121551	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	3	M - Média		102.915,40	34.305,13
121554	2002	31/out/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	16	M - Média		206.651,97	12.915,75
121567	2002	31/out/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2	M - Média		14.196,55	7.098,28
121569	2002	31/out/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		2.538,66	2.538,66
121571	2002	31/out/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2	M - Média		9.703,08	4.851,54
121704	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		16.577,22	16.577,22
121714	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	7	M - Média		9.262,78	1.323,25
121728	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	4	M - Média		42.022,79	10.505,70
121750	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		1.065,66	1.065,66
121769	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	69	M - Média		911.344,05	13.207,88
121267	2002	31/jul/02	Válvulas Instaladas - Rede de Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	51	M - Média		57.597,71	1.129,37
120947	2002	30/jun/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	5	M - Média		41.967,58	8.393,52
120277	2002	31/jan/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	42	M - Média		482.395,01	11.485,60
120369	2002	31/jan/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	66	M - Média		282.372,32	4.278,37
120370	2002	31/jan/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		33.583,38	33.583,38
120395	2002	31/jan/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.173	M - Média		1.081.536,40	922,03
120863	2002	31/mai/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	18	M - Média		1.618.903,71	89.939,10
120870	2002	31/mai/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2	M - Média		1.341.229,63	670.614,82
120938	2002	30/jun/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.539	M - Média		863.954,50	561,37
121124	2002	31/jul/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média		7.786,69	7.786,69
121248	2002	31/jul/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	5	M - Média		17.304,59	3.460,92
121302	2002	31/ago/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	30	M - Média		98.899,14	3.296,64
121393	2002	30/set/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	13	M - Média		129.807,10	9.985,16

121415	2002	30/set/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	2	M - Média	3.121,92	1.560,96			
121416	2002	30/set/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1	M - Média	70.390,65	70.390,65			
121423	2002	30/set/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.634	M - Média	237.062,23	145,08			
121442	2002	30/set/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	33	M - Média	369.075,88	11.184,12			
121482	2002	31/out/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	24	M - Média	198.785,23	8.282,72			
121669	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Rede Distribuição	REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	1.564	M - Média	297.081,90	189,95	IGP-M	Média Reajusta	
				Quantidade	6.328		Total R\$	9.188.927	1.452,11	1,28	1.862

RAMAL EXTERNO

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	Localização	Valor aquisição	Unitário		
120281	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	12,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	24.081,72	2.006,81		
120282	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	72,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	121.515,18	1.687,71		
120286	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	286,400	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	180.492,67	630,21		
120287	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	48,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	68.194,56	1.420,72		
120288	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	143,500	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	154.970,16	1.079,93		
120292	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	84,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	2.600,66	30,96		
120293	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	12,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	521,70	43,48		
120294	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	48,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	22.688,87	472,68		
120296	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	5.000,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	525.211,06	105,04		
120297	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	3.100,001	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	499.297,71	161,06		
120298	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	2.100,001	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	455.990,12	217,14		
120299	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	1.300,001	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	503.919,54	387,63		
120300	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	120,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	293.163,41	2.443,03		
120341	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	48,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	44.638,14	929,96		
120342	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	542,570	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	339.297,43	625,35		
120386	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	24,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	68.295,39	2.845,64		
120387	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	15,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	27.562,07	1.837,47		
120388	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	175,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	246.275,01	1.407,29		
120389	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	225,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	514.677,71	2.287,46		
120404	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	800,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	18.586,89	23,23		
120405	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal Externo	RAMAL EXTERNO - RE	30,000	RE - Baixa	RAMAL EXTERNO - RE	860,75	28,69		
quantidade					14.185			4.112.841	289,93	1,282	

IGP-M Média R

10 metros

RAMAL DE SERVIÇO

Ramal Serv. AP - GNV e Cogen

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	Valor aquisição	Unitário
120874	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	GN - Alta	19.184,72	19.184,72
120880	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	GN - Alta	807,48	807,48
121309	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1.024	CO - Alta	784.015,34	765,64
120882	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	GN - Alta	18.849,79	1.047,21
120883	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	GN - Alta	19.281,92	1.071,22
120887	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	GN - Alta	18.204,56	1.011,36
121562	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	10	CO - Alta	335,42	33,54
					1.090		860.679	789,61

IGP-M	Média Reajustada
1,282	1.012,55
18 metros	18.226

Ramal Serv MP – Com

Imob.	Ano	Dtalncorp.	Denominação do imobilizado	Descrição da classe	Qtde	ALOCAÇÃO	Valor aquisição	Unitário
120275	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	5	CM - Média	774,41	154,88
120409	2002	31/jan/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	12	CM - Média	77.982,48	6.498,54
120497	2002	28/fev/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	5	CM - Média	5.540,92	1.108,18
120678	2002	30/abr/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	19	CM - Média	11.802,35	621,18
120937	2002	30/jun/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	32	CM - Média	15.050,06	470,31
120979	2002	30/jun/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	301	CM - Média	240.538,71	800,06
121027	2002	30/jun/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	148	CM - Média	88.978,41	600,80
121216	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1.000	CM - Média	416.761,95	416,76
121217	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	300	CM - Média	155.745,22	519,15
121219	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	48	CM - Média	346.286,57	7.214,30
121222	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	93	CM - Média	385.018,24	4.139,98
121242	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	100	CM - Média	35.377,14	353,77
121244	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	24	CM - Média	51.775,46	2.157,31
121246	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	CM - Média	2.296,61	127,59

121251	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	10	CM - Média	1.922,29	192,23
121260	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	4	CM - Média	27.500,22	6.875,06
121262	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	10	CM - Média	3.632,40	363,24
121276	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	10	CM - Média	1.922,29	192,23
121277	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	10	CM - Média	2.479,95	248,00
121284	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	200	CM - Média	52.895,17	264,48
121285	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	100	CM - Média	105.473,61	1.054,74
121286	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	CM - Média	2.144,57	119,14
121287	2002	31/jul/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	200	CM - Média	177.830,43	889,15
121289	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	2.466	CM - Média	510.363,61	206,93
121290	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	472	CM - Média	284.739,84	603,22
121291	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	1.108,23	1.385,29
121292	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	100	CM - Média	92.965,41	933,39
121293	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	4	CM - Média	4.445,61	1.270,17
121296	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	44	CM - Média	28.628,10	650,64
121297	2002	31/ago/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	24	CM - Média	44.294,74	1.845,61
121391	2002	30/set/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	64	CM - Média	31.378,15	490,28
121511	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	42	CM - Média	19.671,04	468,36
121512	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	698	CM - Média	208.294,04	298,59
121513	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	100	CM - Média	88.807,72	891,64
121514	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	7	CM - Média	17.788,85	2.420,25
121665	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	70	CM - Média	52.496,98	749,96
121667	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	664	CM - Média	296.090,18	445,93
121668	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	85	CM - Média	67.097,04	785,68
121752	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	197,93	197,93
121754	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	257,06	257,06
121760	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	144	CM - Média	410.956,13	2.853,86
121833	2002	31/dez/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	72	CM - Média	79.673,72	1.106,58
121920	2002	31/dez/02	Trecho de Tubulação - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	88	CM - Média	61.647,34	700,54
120881	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	12.200,09	12.200,09
120884	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	CM - Média	15.592,35	866,24
120888	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	210	CM - Média	21.158,62	100,76

120892	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	CM - Média	13.826,05	768,11		
120893	2002	31/mai/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	72	CM - Média	16.999,56	236,11		
121507	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	CM - Média	5.358,02	297,67		
121572	2002	31/out/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	CM - Média	4.342,41	241,25		
121681	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	18	CM - Média	39.892,12	2.216,23		
121776	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	12	CM - Média	1.413,39	117,78		
121778	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	36	CM - Média	1.266,74	35,19		
121780	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	24	CM - Média	2.149,92	89,58		
121782	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	23	CM - Média	1.177,65	51,20		
121784	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	12	CM - Média	1.091,80	90,98		
121786	2002	30/nov/02	Trecho de Tubulação - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	12	CM - Média	1.411,88	117,66		
121411	2002	30/set/02	Válvulas Instaladas - Ramal de Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	159.313,80	159.313,80		
121777	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	12.720,50	12.720,50		
121779	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	11.400,64	11.400,64		
121781	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	19.349,29	19.349,29		
121783	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	10.598,83	10.598,83		
121785	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	9.826,17	9.826,17		
121787	2002	30/nov/02	Válvulas Instaladas - Ramal Serviço	RAMAL SERVIÇO - RS	1	CM - Média	12.706,88	12.706,88		
					8.305		4.884.427,89	588,13	IGP-M	Média Reajustada
									1,282	754,18
									25 metros	18.855

5. ANÁLISE DO MERCADO PROPOSTO NO PN

Segmento Residencial

PREMISSAS PARA O CRESCIMENTO DA BASE DE CLIENTES

O crescimento da Comgas nos últimos anos, inclusive considerando os períodos anteriores a 1999, deve ser analisados com especial atenção para que a aplicação de modelos de projeção possam captar as diferenças fundamentais deste novo período de expansão que se inicia com relação aos já realizados. Fatores como custos, poder de renda, densidade, restrições urbanas, infra-estrutura residencial, exigências normativas e de fiscalização diferenciadas para o gás natural, GLP e Energia Elétrica, a ausência de políticas públicas que fomentem o uso do gás natural trazem a este novo ciclo tarifário desafios importantes exigindo uma visão estratégica e operacional dinâmicas e mais atentas aos aspectos concorrenciais e de atendimento as expectativas cada mais crescentes dos consumidores.

A base atual de clientes está presente com características de densidade populacional e de poder de renda em situação mais privilegiada, se considerarmos as regiões as quais pretendemos expandir, cuja densidade metros de rede por consumidor está projetada em 3,7m por consumidor e a distribuição das classes sociais se dá de forma distinta as atuais tendo pesos maiores para as classes “B” e “C”, tendo estas maior suscetibilidade aos processos de perda de renda e desemprego, portanto sem capacidade de investimento.

A falta de infra-estrutura nas residências para a recepção de sistemas de aquecimento de água à gás e a própria presença de botijões dentro destas residências impõem a necessidade de investimentos importantes para estas modificações, recursos estes escassos em especial para o próximo ciclo de desenvolvimento dada as características sócio econômicas das regiões a serem atendidas. Outro fator inibidor ao processo de adesão ao gas natural por parte dos consumidores são as fortes diferenças de custo de equipamentos decorrentes do grau tecnológico mais sofisticado, das normas mais restritivas com relação a outros sistemas da carga tributária, etc.

Outra variável importante que determina a necessidade de mecanismos alavancadores de mercado é a própria dicotomia estabelecida com relação ao monopólio da distribuição e ação concorrencial nas questões comerciais, as quais a Comgas sofre com todo o tipo resposta dos concorrentes em especial as empresas de GLP, que propõem preços e condições comerciais predatórias, visto que a ação da Comgas está vinculada a sua rede e esta está obrigada por força da regulação e características da natureza dos serviços a seguir regras universais isonômicas. Já a concorrência não oferece descontos e promoções atípicas de maneira indiscriminada.

Assim sendo os investimentos de apoio solicitados para a realização das conversões tendem a superar as restrições acima apresentadas e ainda passam a ser um importante instrumento de motivação do comportamento da sociedade , motivando-a ao uso do gas natural.

Logo, a desconsideração dos investimentos de apoio à conversão representam em uma redução considerável do crescimento de volume do mercado residencial (cerca de 49% de queda).

CRESCIMENTO DA BASE DE CLIENTES

Conforme mencionado no plano de negócios da Companhia, a determinação do mercado potencial residencial baseou-se no perfil dos clientes atuais da Comgas, confrontados com indicadores sócio-econômicos do IBGE, com bancos de dados de telefonia e outras bases de dados, a fim de determinar o potencial de consumo do mercado a partir dos perfis sócio-econômicos da população. Além disso, os dados referentes ao potencial de consumo foram enriquecidos com as informações dos planos diretores das cidades.

O resultado de todas as pesquisas foi geo-referenciado, através de uma ferramenta de TI, que permite a visualização espacial dos perfis das diversas regiões da área de concessão. Com isso, pode-se adicionar a variável "concentração demográfica" à análise do mercado potencial, obtendo-se o potencial de consumo de gás de cidades e bairros, atingindo-se um nível de detalhamento até por trecho de rua.

A ferramenta de georeferenciamento foi customizada para atender a uma demanda específica do negócio de distribuição de gás, permitindo a simulação de diferentes rotas para a expansão da rede, buscando o desenho dos traçados ótimos de rede a fim de maximizar a conexão de clientes. Desta forma, as áreas de expansão do mercado potencial foram definidas com os seguintes critérios:

- potencial de consumo;
- concentração de domicílios (verticalização) e demográfica e
- tendência do crescimento da cidade
- distribuição sócio-econômica dos usuários

Além do georeferenciamento para identificação de áreas atrativas para a expansão, a experiência da equipe de vendas, associada ao estudo dos segmentos específicos do mercado foram essenciais para a determinação da projeção de captação de clientes e volumes.

Com base na análise dos indicadores acima descritos, foi possível a identificação de taxas de captação⁷ distintas por classe social. A tabela abaixo mostra o percentual atual de sucesso de conexão do segmento residencial por perfil socioeconômico:

Penetração de Mercado por Classe Socioeconômica Atual	
Classe de Renda⁸	Taxa de Penetração⁹
A (acima de R\$3.700,00/mês)	86%
B (entre R\$1.300 a R\$3.700/mês)	69%
C (de R\$600 a R\$1.300/mês)	31%

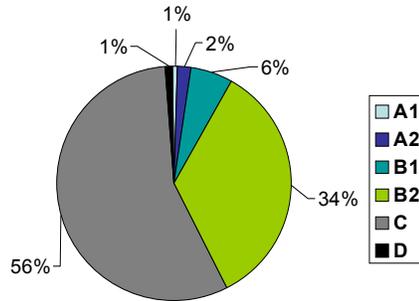
Assim, o sucesso de vendas varia de acordo com o perfil socioeconômico das famílias.

Entretanto, conforme mencionado anteriormente, a Comgás estará expandindo a sua rede para regiões mais descentralizadas, ou seja, em regiões cujo perfil de consumidores está menos concentrados em classes sociais "A". O Gráfico abaixo mostra a distribuição das sócio-econômicas das regiões de expansão futura da companhia:

⁷ Taxa de captação equivale à quantidade de domicílios conectados sobre o total de imóveis verticais existentes sobre uma rede construída.

⁸ Rendimento médio mensal do chefe de família (IBGE)

⁹ Taxa de penetração considerando desocupação média dos edifícios



A identificação do mercado potencial, através do Geomarketing, associado com histórico de captação de mercado foram os balizadores da previsão do crescimento no número de clientes do segmento residencial, conforme mostra o quadro abaixo:



Com efeito, projeta-se uma taxa de crescimento anual média de aproximadamente 6% ao ano no número de usuários nos primeiros anos do ciclo tarifário, dobrando a quantidade de clientes conectados¹⁰ entre 1999 e 2014.

Entretanto, a viabilização da expansão residencial não depende exclusivamente da disponibilidade de rede de abastecimento. A prática de incentivos para a adaptação ou construção das instalações internas bem como para a conversão dos equipamentos a GLP é essencial para o sucesso da captação descrita acima, fato corroborado tanto pelas pesquisas realizadas junto a consumidores como pelo resultado efetivo de vendas nos últimos 3 anos

Assim, a segmentação dos edifícios habitados Mercado Residencial por tipo de construção é essencial, pois determina a abordagem de vendas, o potencial de consumo, o processo construtivo necessário, o nível de investimentos e incentivos requeridos bem como a rentabilidade dos clientes potenciais. O mercado pode ser segmentado como segue:

- Prédios habitados sem instalação para gás
- Prédios habitados com instalação para gás

¹⁰ Considera-se número de clientes o total de medidores conectados. Vale ressaltar que aproximadamente 13% dos consumidores residenciais são conectados a edifícios com medidores coletivos, o que eleva, na prática, a taxa de crescimento para mais de 8% ao ano.

Prédios sem Instalação para Gás:

Os domicílios sob este tipo de edificação utilizam os botijões individuais para cocção. Normalmente esse tipo de prédio não possui instalações hidráulicas adequadas para o uso de aquecimento de água a gás.

O valor agregado do gás canalizado é reconhecido por estes clientes em função da comodidade e segurança, entretanto os custos de construção de prumadas e conversão dos equipamentos constituem uma grande barreira à entrada nestes edifícios – o que obriga a Comgás a oferecer incentivos para viabilizar a conversão do cliente

Prédios com Instalação para Gás:

Nestes condomínios, os domicílios são abastecidos pelo GLP armazenado em áreas comuns (centrais de GLP). Há um maior potencial de consumo, uma vez que muitos destes prédios já possuem instalações hidráulicas preparadas para o aquecimento de água a gás. Entretanto, a percepção do valor agregado do GN para estes consumidores é limitada, uma vez que o GLP encanado já está disponível. A aceitação da conversão para o gás canalizado pelos moradores destes edifícios somente acontece quando a Comgás cobre integralmente os custos de conversão e adaptação.

Dado que a conversão do Residencial Habitado é a âncora principal para a viabilização da maior parte das expansões, a redução da penetração neste segmento inviabiliza o crescimento do mercado. Logo, a prática de incentivos para a conversão dos clientes é essencial para o sucesso e a viabilização da expansão do Mercado Residencial e também as expansões dos mercados comercial e automotivo, visto que a construção de rede atende simultaneamente os três mercados.

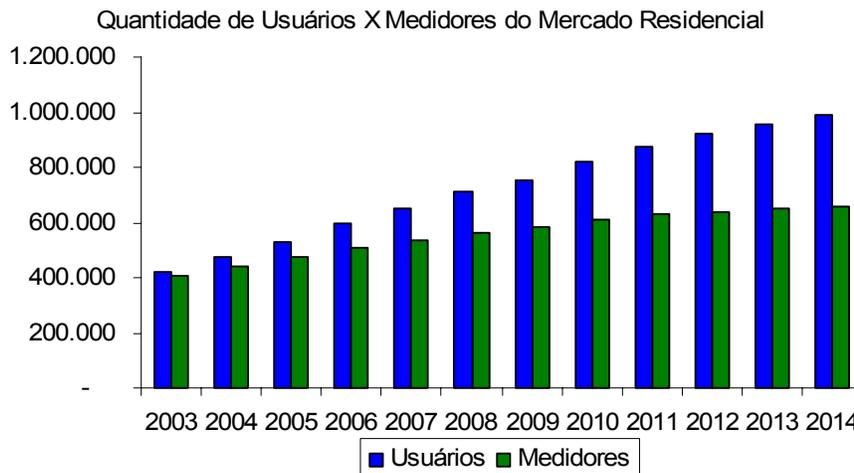
CRESCIMENTO DO CONSUMO PER CAPITA

O plano de negócios da Comgás apresenta um considerável crescimento do consumo unitário por medidor no mercado residencial. Tal incremento é resultado dos seguintes eventos:

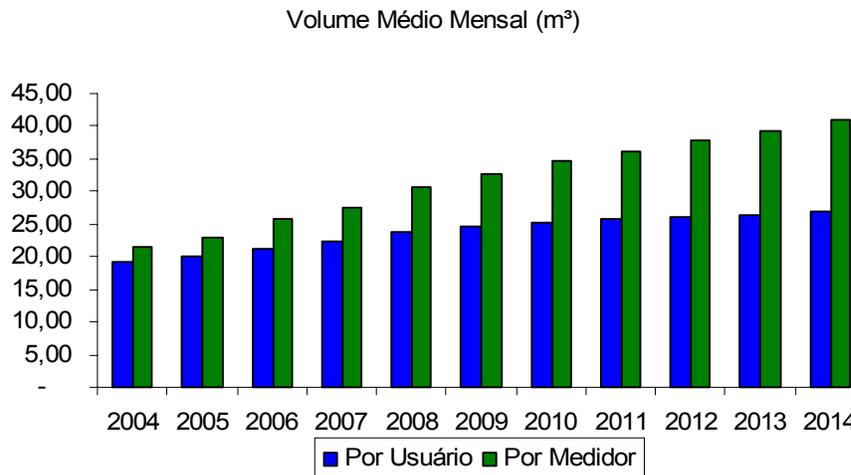
1. Maior Ocorrência de Medidores Coletivos nos Novos Prédios
2. Programas de Fomento ao aumento do Consumo Unitário

1. Medidores Coletivos

70% dos lançamentos de prédios residenciais (novos prédios) são preparados para esse tipo de medição com prumadas de gás coletivas, à medida em se que aumenta a quantidade de clientes da Comgás, muitos dos novos clientes são conectados sob esta configuração. O gráfico abaixo mostra a projeção da quantidade de medidores versus a quantidade total de domicílios conectados nos próximos anos.



Assim, conforme a expansão do Mercado ocorre, mais medidores coletivos são adicionados à base, como o consumo de tais usuários é equivalente à soma dos consumos dos clientes sob medição individual, a sua maior participação representa um crescimento no volume unitário do segmento. O quadro abaixo compara o volume unitário médio mensal por medidor e por usuário (individuais somados aos usuários sob medidores coletivos):



Assim, enquanto o volume por medidor quase dobra no período de 10 anos, o consumo unitário mensal por usuário cresce aproximadamente em 40%. Este crescimento no volume por usuário é resultado dos programas de fomento, descritos abaixo.

2. Programas de Fomento ao Consumo

Conforme mencionado no plano de negócios, o custo da expansão para as novas regiões é maior devido à menor concentração de imóveis verticais nestas áreas. Para a viabilização da expansão de mercado bem como para a disseminação da cultura do gás natural são necessárias ações para aumento do consumo por usuário. Para isso, a Comgás prevê estimular a demanda do uso do gás natural para aquecimento de água, entretanto existem duas principais barreiras a serem suplantadas como segue:

- O preço de equipamentos a gás é bastante elevado comparado aos chuveiros elétricos: enquanto chuveiros mais simples custam apenas R\$12,00, um modelo básico de aquecedor a gás natural não sai por menos de R\$600,00, sem considerar o custo de instalação. Para superar tal barreira, incentivos à compra do equipamento e instalação interna são necessários.
- Muitos domicílios não possuem infra-estrutura para a instalação de equipamentos a gás: Nestes edifícios, os requisitos necessários para a instalação de aquecedores não são atendidos. Nestes casos, a oferta de condições facilitadas para a aquisição dos equipamentos e adequação interna ou sistemas de aquecimento da água centralizada são essenciais para a viabilização deste tipo de uso do GN para estes clientes.

- c) O rendimento médio da população caiu em 14% entre 2002 e 2003, tal fato representa uma maior restrição orçamentária, o que inviabiliza para muitas famílias o investimento na troca de equipamentos elétricos para gás natural.

Ou seja, o incentivo, por parte da Comgás, no desenvolvimento da demanda de novas aplicações de gás natural nas residências, é absolutamente necessário para a viabilização do plano de expansão do segmento.

Em resumo, a expansão do Mercado Residencial é dependente direta tanto dos incentivos à conversão de clientes como de ações de fomento à maior utilização do gás natural. Seja em clientes existentes ou futuros.

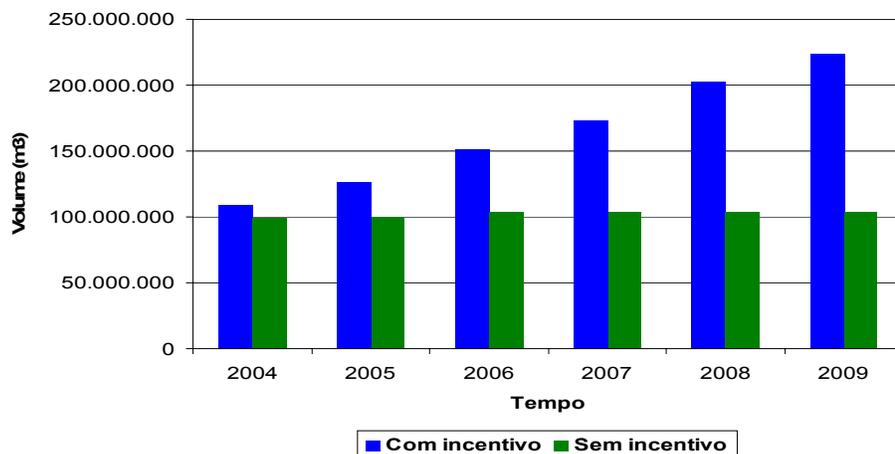
Os gráficos abaixo mostram a relevância da política de incentivos para a expansão do negócio da Comgás.

Fazendo um comparativo entre os cenários de incentivos propostos e outro onde não há incentivos ofertados aos consumidores constatamos números que refletem a eficiência e a importância da política de incentivos para a Comgás.

Volume

O gráfico abaixo mostra uma média anual de volume 49% maior no cenário onde há incentivos oferecidos pela Comgás. E esta diferença é crescente ao longo do tempo, atingindo 116% em 2009, o que comprova um grande crescimento de volume gerado pelos incentivos.

Volume (m³) - Residencial



Consumidores

O cenário com incentivos apresenta taxa de crescimento médio de clientes de 5,99% ao ano, enquanto, no cenário sem incentivos o número de consumidores cai, em média, 0,82% ao ano. O número de consumidores, no cenário com incentivos, será 52% maior em 2009 do que no cenário sem incentivos.

Segmento Industrial

Consideração 1

Sobre os comentários de que **“Os dados apresentados pela Comgás, em seu Plano de Negócios, relativos a este segmento, como mostra o gráfico a seguir, demonstram inconsistência, pois o dado projetado para o primeiro ano do próximo período tarifário é inferior àquele realizado no último ano”**, temos a comentar que:

Conforme informado no Plano de Negócios da Comgás no segmento industrial, os volumes projetados para o 2º Ciclo Tarifário não contemplam alguns clientes que atualmente estão alocados no segmento industrial, mas que em razão de apresentarem potencial de se tornarem cogeneradores, foram alocados no Plano de Negócios do segmento de Cogeração. Seus volumes anuais (ano regulatório) estão informados na tabela abaixo:

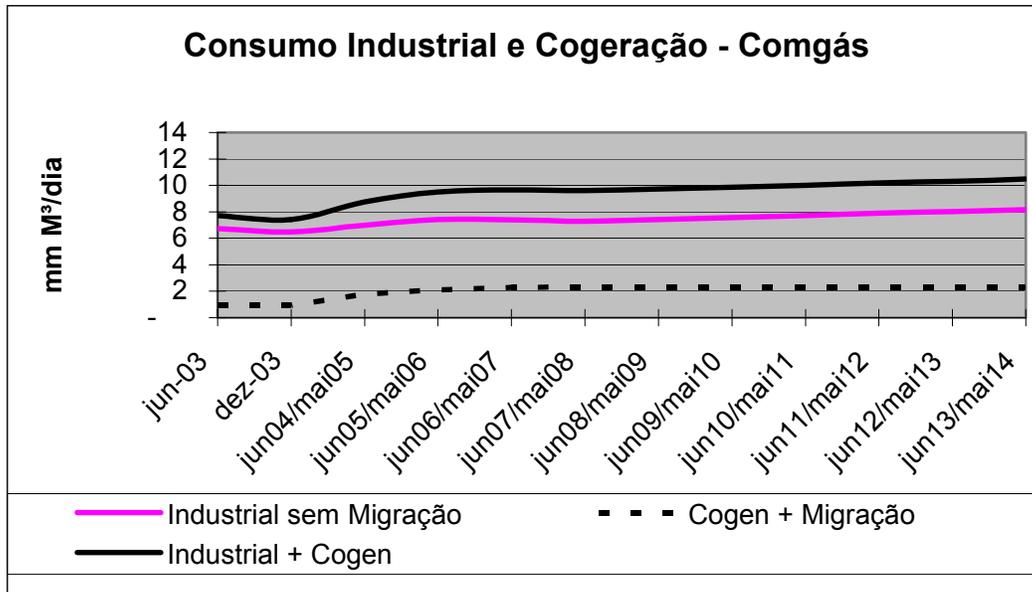
MM m³/ano regulatório	dez/03	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14
------------------------------	---------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Cientes Cogen	208	404	540	669	821	1.031	1.327	1.704	1.974	2.037	2.109
----------------------	------------	------------	------------	------------	------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Portanto, para que haja consistência entre os volumes apurados em dezembro/2003 e os volumes projetados pela Comgás para o primeiro ano do 2º ciclo tarifário (junho 2004 a maio 2005), é necessário que se compare os dois períodos partindo-se de uma mesma base. Ou seja:

- Volume Industrial (1º Ciclo) sem clientes com potencial para cogeração x Projeção Plano de Negócios Industrial
- Volume Cogeração (1º Ciclo) contemplando clientes com potencial para cogeração x Plano de Negócios Cogeração

Esta explicação está ilustrada no quadro abaixo:



Consideração 2

Sobre os comentários de que “**Sem dúvidas, a projeção pode ser considerada pessimista, não somente em relação ao histórico de crescimento de mercado, principalmente o segmento industrial**”, temos a comentar que:

O crescimento do Mercado Industrial está diretamente relacionado à expansão da rede da Comgás para o interior da área de concessão, através da conexão de novos sistemas “ancorados” por grandes consumidores, e com a consolidação de investimentos nas regiões Metropolitana e Vale do Paraíba.

Expansão da Rede para o Interior

Durante os cinco primeiros anos de concessão (1º Ciclo Tarifário), a Comgás concentrou esforços na viabilização de sistemas de grande volume como: Jaguariúna, Campinas, Sumaré, Indaiatuba e Rio Claro.

Estes novos sistemas contribuíram de forma significativa para o aumento do consumo médio por cliente, que passou 197 mil m³/mês em 1999 para 265 mil m³/mês em 2002. Isto se deve, principalmente, à presença dos clientes âncora, grandes consumidores que exercem um papel importante na viabilização destes sistemas.

Maturação dos sistemas existentes

Com a disponibilidade de gás aumentada com o gasoduto Brasil-Bolívia, a Comgás teve a oportunidade de crescer em projetos e clientes situados próximos à rede na região Metropolitana de São Paulo, Vale do Paraíba e Baixada Santista. Além disso, foram incorporados volumes de sistemas construídos pré-privatização, como os de Piracicaba e Americana.

Investimentos do segundo ciclo tarifário

Os projetos contemplados no Plano de Negócio do 2º ciclo, têm como características principais grandes extensões com volumes menores em relação ao 1º ciclo.

Como exemplo destacamos alguns investimentos incluídos no Plano de Negócios:

- Araras Leme: 61 km de rede com volume anualizado de 35 MMm³/ano
- Tambaú: 20 km de rede com volume inferior a 12 MMm³/ano
- Itupeva-Cabreúva: 42 km de rede com volume de 24 MMm³/ano
- Caieiras-Cajamar: 53 km de rede com volume de 39 MMm³/ano

Para comparação, projetos do primeiro ciclo conectaram clientes âncoras que, isoladamente, possuem volumes superiores a totalidade dos volumes dos projetos descritos acima. Destaca-se ainda o sistema de Rio Claro que, com aproximadamente 100 km de extensão, apresenta um volume anualizado de 300MMm³/ano.

Também é importante mencionar que em relação ao potencial de mercado, a Comgás já buscou os projetos de maior agregação de volume no primeiro ciclo tarifário.

Migração da Petroquímica União (PQU) para o segmento de Termogeração

O volume total do segmento Industrial é significativamente afetado pela perda do volume da PQU que, em janeiro de 2007, migrará para o segmento de Termogeração, conforme demonstrado abaixo:

Ao retornar seu volume à base do volumes industrial, seu crescimento no biênio 2005/2006 seria de 6%, oriundos basicamente da expansão para novos municípios. A partir deste período, prevê-se um crescimento orgânico do consumo industrial à taxa de aproximadamente 2% ao ano.

MM m³/ano regulatório	dez/03	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14
Volume Informado	2.481	2.547	2.703	2.693	2.664	2.709	2.762	2.816	2.879	2.926	2.983
Volume Informado + PQU	2.481	2.547	2.703	2.747	2.794	2.839	2.891	2.945	3.008	3.056	3.113

* dez/03 representa o volume acumulado de janeiro a dezembro de 2003.

**Volume PQU = 10.800.000 m³/mês em dezembro/06

Penetração na matriz energética

Apesar da Comgás deter o monopólio da distribuição do Gás Natural em sua área de concessão, é importante que se destaque que a penetração do GN está condicionada à competitividade deste energético em relação a outros energéticos como: óleos combustíveis, GLP, lenha e eletricidade.

Informações sobre o mercado potencial de Óleo Combustível e GLP, fornecidas pela Agência Nacional de Petróleo, confrontadas com os volumes apresentados no Plano de Negócio do segmento Industrial já demonstram este elevado grau de penetração do Gás Natural na área de concessão da Comgás.

Clientes de volumes de óleo combustível ultraviscoso

Como já deslocamos um volume elevado desse mercado (comprovado pelas estatísticas de exportação desse energético), não consideramos em nosso plano de negócio alguns poucos clientes, por serem consumidores remanescentes desse produto. Qualquer possibilidade, que por hora consideramos remota, de vendermos gás natural para esses clientes, se dará com a

necessidade de grandes descontos, e redução no custo do gás, além de pagamento de conversão e Capex adicional específico para conectá-los.

Metodologia para Projeção de Volumes

Para a projeção dos volumes foram adotados os seguintes critérios:

- Clientes existentes - Análise da média de faturamento dos últimos 12 meses, cliente a cliente, realizada em maio 2003.
- Entrevistas com Consultores Técnicos e Comerciais para definição dos volumes futuros, horizonte 2006, a partir da média de faturamento dos últimos 12 meses. Na oportunidade definiram-se também a relação de novos negócios e os volumes potenciais;
- Estas informações foram confrontadas com diversas pesquisas de mercado desenvolvidas para a Comgas. ¹¹
- A partir de 2006, partindo-se da premissa de manutenção da mesma taxa de crescimento para o PIB 2003 em relação a 2002, adotaram-se os fatores de crescimento setoriais definidos pela FGV (Fundação Getúlio Vargas), conforme estudo realizado em 2002. Estes fatores percentuais de crescimento anual da Indústria, definidos por segmento de atuação, são aplicados sobre o consumo anual de cada Cliente.

Para aqueles clientes que os consultores não identificaram potencial de crescimento e que deveriam, portanto, permanecer com taxa de crescimento próximas de zero, adotou-se o critério otimista de manter-se as taxas da FGV, retardando-se em dois anos, a partir de 2008, a incidência sobre os volumes, como forma de atenuar o impacto sobre as projeções.

¹¹ Banco de dados da FIESP, Balanço Energético de São Paulo, Estudo de SPG, Booz Allen

II. 2ª. Fase (Audiência de 23/03/2004)

1. COMGÁS

CARLOS EDUARDO DE FREITAS BRESCIA: Muito boa tarde, Dr. Zevi. Boa tarde, membros da mesa, senhoras e senhores. A Comgás vem aqui nessa terceira audiência pública, conforme já colocado pela CSPE, para contrapor alguns pontos relativos ao apresentado na **Nota Técnica 4**. Fazendo uma comparação entre as Notas Técnicas, nós temos na **Nota Técnica 3**, base 30/06/2004, o P(0) de 0,2644 reais por metro cúbico para um volume de 23,5 bilhões de metros cúbicos ao longo dos cinco anos e no caso da **Nota Técnica 4**, além de pequenos ajustes já explicados pelo Dr. Zevi no CAPEX e OPEX. A Comgás gostaria de colocar que o levantamento do volume industrial feito teve como base os seus anos de experiência nesse mercado, sendo ratificados por um estudo apresentado em 2001 pela Fundação Getúlio Vargas, com projeções de volumes para o próximo período. Nós entendemos desse modo que pela experiência da Comgás, embora reconhecendo aquela curva apresentada pelo Dr. Zevi, algumas coisas não foram consideradas quando do levantamento desse gráfico, como por exemplo a redução de consumo da Cosipa e queda desde 2003, o crescimento de redes para municípios como Tambaú, Araras, Leme, etc., que vão agregar muito pouco volume nesse segundo período, a migração de alguns clientes, para a área de cogeração, que não foram considerados quando da primeira apresentação daquele gráfico, e os volumes disponíveis para penetração no mercado de óleo combustível e GLP, apresentados pela própria estatística da ANP, que agora eu coloco nesse outro slide. Eu mostro que considerando todos os 26% das ligações de 2004 a 2006 mais os clientes já ligados em 2003 e tirando fora os ultraviscosos, você teria um mercado potencial de 30%, que seria alguma coisa em torno de 450 milhões de metros cúbicos de gás natural equivalente.

Desse modo, o volume total considerado pela Comgás no Plano de Negócios inicial de 22,2 bilhões foi acrescido quando da **Nota Técnica 3** com mais 1,3 bilhão de metros cúbicos que foram absorvidos pela Comgás. Portanto já entendendo que um esforço adicional foi feito no sentido de que esse volume passaria a integrar a composição das margens. O que significa que, se esses três bilhões adicionais tiverem que ser acrescidos, nós entenderíamos que pelo menos fosse pulverizado e não concentrado ao longo dos segmentos, o que dificultaria, sobremaneira, porque volume não é uma coisa que nós podemos simplesmente pegar, na medida em que outras variáveis macroeconômicas possam estar interferindo. Muito ao contrário, se uma distribuidora de gás vende gás, quanto mais volume, melhor é.

Por outro lado, eu queria chamar a atenção agora com relação à questão do IGP-M. Os nossos custos deverão ser corrigidos, conforme metodologia da CSPE, a partir de uma projeção feita ou estimada em 30/06/2003. Então, essa variação pelo IGP-M, adotada pela CSPE, deveria pegar o período de julho até abril, o que daria o IGP-M pleno de 5,72% e não 4,7%, conforme projetado. É claro que, como disse o Dr. Zevi, esse IGP-M ainda vai ser sujeito a variações em função de que os meses de março e abril estão estimados. Desse modo, o CAPEX atualizado dessa maneira iria para esse valor de 940 milhões, o OPEX para 1,215 bilhão e a BRR, considerando o outro ajuste que deveria ser feito, que seriam os ativos dos meses relativos a março e fevereiro, chegaria a 3,6 bilhões, todas referências de abril de 2004. Aí no caso tem um erro, não é maio, mas é abril no CAPEX e abril no OPEX.

Desse modo, não como proposta da Comgás, mas como resultado da própria metodologia considerando os volumes de 23,5 bilhões, o P(0) resultante seria de 0,2901, o que projetado em cima do 0,2517 dá uma redução real nas margens em torno de 13%. Desse modo, a nossa proposta é que as tarifas oferecidas na última audiência pública, quando da **Nota Técnica 3**, fossem consideradas com esse fator de correção.

Além disso, eu gostaria de fazer rápidas considerações sobre alguns outros pontos. A questão das margens da cogeração. Nós tivemos, como o Dr. Zevi explicou, uma redução nas margens da cogeração, o que faz com que você tenha valores muito pouco competitivos em termos de investimentos a serem feitos. Na realidade, quando se faz a correta alocação dos custos, as margens da cogeração se aproximam muito das margens do segmento industrial. Embora entendamos e compartilhamos com a necessidade de expansão do segmento de cogeração, mas acaba-se criando uma situação que, por conta de um custo de gás mais transporte elevado, acaba sacrificando um pouco as margens da distribuição, o que faz com que não se atinja o objetivo que é ter um gás competitivo com o megawatt gerado e nem uma margem que possa vir a atender a necessidade de investimento nesse segmento. E aí eu gostaria de chamar um pouco a atenção para a questão da fixação da margem de matéria-prima. As margens de matéria-prima, pela própria característica, têm necessidade de se transformar numa tarifa que seja competitiva com esse segmento do mercado e a competição vai se dar com valores de gás, transporte e margens que resultem numa tarifa extremamente mais baixa do que a que a gente tem hoje. Conversando com, por exemplo, o diretor de operações da Ultrafértil, ele colocou que a necessidade para uma tarifa de matéria-prima em termos de preço e de valor deveria estar em alguma coisa entre dois dólares a 2,4 o milhões de BTUs. Ou seja, de toda forma nós não teríamos a menor condição de praticar margens com os preços de gás e transporte que temos hoje para chegar nesse nível de competição. Por isso a Comgás fez a proposta e mantém a proposta agora de que os agentes envolvidos nesse processo possam estar estudando alternativas para oferecer tarifas de matéria-prima que possam não repetir o que aconteceu com a térmica, ou seja, se criou uma margem artificial para a térmica, que não possibilitava que os investimentos fossem feitos a qualquer térmica que estivesse um pouco mais distante do *citygate*. Por outro, se partiu para a redução do preço do gás também de uma forma artificial que acabou não resolvendo essa equação. Então, a nossa proposta é de que isso seja estudado um pouco mais e que até lá a gente tivesse como balizador o que temos hoje nas tarifas do industrial, até porque os custos alocados são os mesmos, quer seja para matéria-prima, quer seja para um outro segmento.

Carga de capacidade já foi falada. Eu só queria concluir rapidamente. Não foi apresentada aqui a proposta da estrutura tarifária, mas ela consta do documento que está sendo entregue. E acrescentar que na questão do GNC, efetivamente o Dr. Zevi tem razão, vai ser estudada uma proposta da Comgás. Mas a gente gostaria de estender também para o GNL, que é o gás natural liquefeito. Nós entendemos que o princípio é o mesmo e a gente poderia estar oferecendo para a sociedade analisar, conforme disse o Dr. Zevi, uma proposta de tarifa que acabasse também contemplando as atividades relativas ao gás natural liquefeito. Praticamente era isso que eu queria dizer, espero ter ficado dentro do tempo. Muito obrigado a todos.

Comentário CSPE:

Na Nota Técnica 5 (doravante NT5) são apresentados os valores finais dos parâmetros: mercado de vendas dos setores industrial e cogeração, custos de

investimentos (CAPEX) e Base de Remuneração Regulatória em 31 de março de 2004 considerados pela CSPE para a determinação do valor definitivo da Margem Máxima Inicial (P_0) pelo método do fluxo de caixa descontado. Em todos os casos são expostos de forma detalhada os critérios observados para determinar cada um desses valores, assim como os fundamentos respectivos.

Com relação às margens para o segmento de Matéria Prima, a justificativa para o desenvolvimento deste novo usuário no Estado de São Paulo, passa necessariamente pela possibilidade de viabilização. Trata-se de setor que utiliza grandes volumes de gás, e a sua criação justifica-se pelo interesse neste desenvolvimento. Sem dúvida, a CSPE concorda que a sinalização da margem estabelecida pode ser insuficiente caso não estejam adequados os valores de gás e transporte, nos termos das colocações da ABIQUIM na segunda etapa da Audiência Pública.

2. COGEN

CARLOS SILVESTRE: Boa tarde a todos. Eu gostaria de cumprimentar o Zevi em nome de toda a CSPE pela participação de que teve e inclusive pela forma da condução dessas audiências públicas, que eu acho que são pioneiras aqui no Brasil, principalmente aqui no Estado de São Paulo. Uma constatação: temos mercado para cogeração a gás. Uma afirmativa: o nosso sistema ainda é limitado para atendimento desse mercado. Praticamente após seis anos de Gasbol, só 5% dos municípios receberam rede. Um prognóstico: para o gás de Santos sair da reserva temos que ter duas coisas principais, preço e margem para poder fazer expansão.

Aqui uma colocação: me disse um cidadão de Manhattan que estava arrependido por não ter feito um processo de cogeração no último blecaute. Eu acho que isso aqui é um processo de reflexão, a geração distribuída está vindo para isso, quem está aqui estava com geração distribuída. Portanto, sete horas depois do blecaute continuava aceso. Uma realidade: temos aqui uma descoberta e descoberta é alguma coisa para ser trabalhada, não é uma coisa planejada. O que nós precisamos agora realmente é fazer um plano de desenvolvimento desse campo.

Aqui uma visão que nós temos na Cogen, um mapa do que nós podemos chegar. Isso não é uma meta quantitativa que as distribuidoras estão estabelecendo, mas é uma visão: temos mercado para chegar no patamar de quatro mil megawatts de cogeração. Vai depender de uma série de decisões que estão relacionadas com a política, com a matriz energética e com uma estratégia sobretudo em termos de preço do gás e em termos de rede. O resultado que podemos ter seria a conquista desse mercado que já começa a fazer sentido.

Aqui mostro três realidades do que nós estamos afirmando. Para cogeração em termos de mercado temos o Gasbol e futuramente o gás de Santos. Precisamos de uma estratégia: ter as margens adequadas para poder expandir a rede. Aqui uma visão de futuro de quais seriam os grandes centros de demanda no Estado de São Paulo, as cores representam as três distribuidoras, apenas uma ilustração. Aqui é a região metropolitana de São Paulo com as áreas principais de produção industrial, de serviço, de expansão, etc. E aqui é o sistema que nós temos hoje da Comgás. Por exemplo, Campos do Jordão pode ser um bom mercado potencial para cogeração em hotéis, podemos chegar com a rede lá. Então a constatação que estou fazendo é de que nós precisamos ter o preço e a questão da rede no compasso dentro de uma banda aí do que seja possível ser administrado.

Como nós estamos interpretando isso? A questão da molécula gás e do transporte faz parte de uma agenda política do governo federal e do governo de São Paulo. O objetivo disso é ter um gás competitivo. O ator principal aqui é a Petrobrás, que tem a chave na mão desse processo. Ela tem suas razões para dar as suas considerações para fixação do preço. Aqui tem uma variação do preço final do gás. O que isso representa? Estamos falando de praticamente dois terços do que representa o preço final e temos aqui nessa outra ponta a margem. A margem é uma metodologia que a CSPE desenvolveu, o objetivo é ter as redes e as distribuidoras terem mercado e com isso a gente ter o componente complementar do preço do gás. Nós temos que trabalhar então preço competitivo, margem de distribuição para ter as redes. Qual é o nosso roadmap? Quatro mil megawatts. Isso é mais ou menos como 4.500 motores e 250 turbinas nesse período. É um senhor mercado a ser conquistado. Na nossa avaliação preliminar, nós teríamos

cerca de 1.200 desses quatro, o que depende apenas de gás competitivo para se tornar uma realidade. Porém os 2.800 vão depender de rede e também do gás competitivo.

Aqui, os cinco pontos principais do que nós entendemos ser um fomento da cogeração a gás: preço; as redes, que é uma condição inclusive de estabelecer âncoras para o próprio gás de Santos; comercialização de excedentes, que é uma coisa que está em andamento e depende muito mais da legislação do setor elétrico; facilitar o acesso à rede, aí é uma questão de tarifas e de uso dos sistemas; e a carga fiscal, que é todo um plano que está sendo desenvolvido. A própria Cogen está trabalhando esses fatores.

Finalmente, algumas sugestões que nós consideramos, tendo isso como alvo. Nós temos que trabalhar os clientes que já têm rede para buscar um gás competitivo. Aí é uma ação conjunta de todos os agentes do setor. Trabalhar os clientes que não têm rede, aqueles que precisam da expansão. Depende muito da CSPE e das próprias distribuidoras, que são as regras e a estratégia. E o que chamei de estratégia São Paulo. Nós precisamos fomentar a cogeração, temos possibilidade de reduzir a dependência da importação de energia que hoje está em praticamente 56%. E os procedimentos de comercialização, aqui entram todos esses agentes. Motivação: cogeração ainda é um assunto pouco conhecido, nós precisamos fazer uma difusão de tecnologia e de aplicações, um trabalho em que estão a Cogen, as distribuidoras e outros agentes interessados. Enfim, essa é uma visão que nós temos, que poderá ser uma grande âncora do gás de Santos. Dentro da visão colocada aqui das metodologias, entendemos ser oportuno fixar o mercado estabelecido na **Nota 4** e alguma coisa que contemple uma margem factível, que seria em torno da **Nota 3**, ou seja, os dois patamares. Muito obrigado.

Comentário CSPE:

A CSPE concorda com as colocações da Cogen e está readequando as margens do setor, estabelecidas na **NT4**, para os valores propostos pela COMGÁS.

3. ABIVIDRO

LUCIEN BERNARD MULDER BELMONTE: Boa tarde, senhores Comissários. Nós gostaríamos simplesmente de fazer observações em cima de três pequenos pontos discutidos até agora. O primeiro deles é a questão do crescimento do mercado. Houve uma discussão bastante interessante, inclusive com o pessoal da própria Comgás, sobre a perspectiva de crescimento, principalmente a substituição do óleo pesado no mercado de vidro. A gente reconhece que é um óleo pesado e depende de um preço, depende da Petrobrás querer soltar esse mercado, mas é um mercado potencial e para isso existe o Fator K para corrigir, depois do terceiro ano, do segundo ciclo tarifário. Então existe espaço para a gente estar discutindo isso.

Alguma coisa do encargo de capacidade. A primeira proposta pela própria Comgás acima de 50 mil metros cúbicos e depois a posição da própria CSPE acima de 500 mil metros cúbicos. São 100 clientes, não muito mais do que isso. Dois anos para aplicar é um pouco excessivo. Nós acreditamos que existem formas de trabalhar nas quais poderia ser antecipado rapidamente isso. Quanto à estrutura tarifária do encargo de capacidade como foi apresentada hoje, pediríamos para encaminhar por escrito à CSPE os comentários do setor de vidro sobre isso.

E a terceira coisa é que, pela própria projeção da CSPE, de qualquer forma, por mais que a gente esteja discutindo e mensurando aumentos de mercado, discutindo OPEX e CAPEX, o que interessa é que para o consumidor industrial inevitavelmente o gás vai subir e isso enfraquece a nossa competitividade, não só como indústria mas também como indústria instalada no Estado de São Paulo. Obrigado.

Comentário CSPE:

A CSPE atende a observação da ABIVIDRO estabelecendo o prazo de um ano, a partir de 31 de maio de 2004, e, adicionalmente, define como parâmetro o encargo de capacidade apurado em uma base diária e não horária.

4. CBIE

ADRIANO PIRES RODRIGUES: Eu queria agradecer mais uma vez por estar aqui nesta audiência pública, é sempre um prazer estar participando de um ambiente de debate. Realmente é uma experiência inédita no Brasil, se pensarmos que há alguns anos atrás as tarifas do setor público, de gás, de energia elétrica, eram todas discutidas em função de política econômica e de política industrial, se é que já houve alguma política industrial no Brasil. Então agora acho que esse processo que está se completando hoje com essa terceira audiência pública é realmente um marco, a gente que milita há tanto tempo sabe disso.

Hoje, não vou entrar em números, quero mais discutir um pouco a lógica do processo e fazer algumas críticas, porque fiquei surpreso com essa **Nota Técnica 4**. Primeiro, vamos recordar que tem uma lógica para determinação da margem máxima. Você tem uma definição de volume, a elaboração do CAPEX e do Plano de Negócios, determinação do P(0), o reajuste de parâmetros pelo IGP-M para abril de 2004 e a gente chega lá na margem máxima. Então qualquer mudança naquele primeiro retângulo, definição de volume, acarreta mudanças posteriores. Como foi já dito aqui hoje, na **Nota Técnica 1** foi exposto o Plano de Negócios da Comgás, onde ela determinou o volume que achava ideal, depois tivemos a **Nota Técnica 3**, onde a CSPE apresentou a correção, acrescentando cerca de um milhão de metros cúbicos, e agora a **Nota Técnica 4**, onde houve um aumento maior ainda do volume. Isso na minha opinião está causando três equívocos ou vai causar três equívocos. O primeiro é o seguinte: a definição de novo volume para o segmento industrial e de cogeração de forma unilateral está sendo feita através de uma utilização de prerrogativa do poder discricionário do regulador. Eu acho que essa coisa de poder discricionário é um debate muito amplo, o órgão regulador tem poder discricionário, não nego isso. Agora, tem que tomar muito cuidado ao usar o poder discricionário, porque pode acarretar custos para o regulado, custos que vão afetar rentabilidade, vão afetar os investimentos, uma série de coisas. Então tem que tomar muito cuidado ao usar o poder discricionário, eu acho que no caso a CSPE usou esse poder discricionário cometendo erros. Não adequou, por exemplo, CAPEX e o Plano de Negócios ao mesmo volume. Na hora em que mexeu no volume, não adequou o CAPEX e o Plano de Negócios. E a correção dos parâmetros do fluxo de caixa pelo IGP-M antes da definição do volume final vai causar problemas outros. A redução do CAPEX unitário vai trazer um comprometimento dos planos de investimento da empresa concessionária, é óbvio, aumentou volume e não mexeu no CAPEX, então está comprometendo os planos de investimento da concessionária. E aí tem uma coisa que a gente observou e que eu queria deixar aqui para a gente refletir como contribuição para a CSPE, que é o seguinte: na hora em que você mexe no volume e exatamente aumenta o volume de dois segmentos onde as margens são menores, a margem requerida vai ficar maior do que a margem proposta. Conseqüência: você pode punir no próximo ciclo tarifário a regulada, porque provavelmente ela não vai conseguir cumprir as metas de volume nesse segundo ciclo tarifário e, conseqüentemente, você vai penalizar a concessionária no próximo ciclo tarifário porque o Fator K vai ser maior que zero. Então acho que isso tem que estar entendido. Além de usar o poder discricionário, para aumentar o volume nessa **Nota Técnica 4**, vocês usaram exatamente aumentar volume nos dois segmentos, industrial e cogeração, onde as margens são menores. Então aí piorou mais ainda, porque provavelmente vai trazer uma conseqüência que é o possível

não cumprimento das metas de volume do segundo ciclo tarifário e penalizar a empresa no próximo ciclo porque o Fator K provavelmente vai ser maior que zero. Obrigado.

Comentário CSPE:

A respeito dos volumes e a utilização do poder discricionário do Regulador, a CSPE revisou os volumes propostos pela COMGÁS, em seu Plano de Negócios, com base em estudos, e verificado, como mostrado na **NT4**, a inconsistência das projeções da Concessionária. A necessidade de CAPEX adicional relacionada ao aumento de volume, foi corrigida na **NT5** ao se ajustar o volume definido pela CSPE às localizações e investimentos previstos no Plano de Negócios da COMGÁS.

A CSPE procurou definir a melhor projeção, sendo que eventuais decorrências relacionadas ao ajuste pelo Fator K são inerentes ao processo.

Os aumentos para a projeção do setor de Cogeração foram firmados com dados da própria COMGÁS.

5. FGV

GORET PEREIRA PAULO: Primeiramente, boa tarde, Comissário Geral e demais membros da mesa. Eu estou aqui para falar em nome da Fundação Getúlio Vargas, em especial do FGV Energia, que é um centro recentemente criado pela Fundação para a realização de estudos na área de energia. Especificamente é do interesse desse centro elaborar estudos e pesquisas visando o desenvolvimento do mercado de energia, insumo fundamental para viabilização do crescimento do país. A viabilização desse crescimento passa pela viabilização e crescimento da indústria de energia.

Dentro desse objetivo para dar suporte à tomada de decisão, tanto dos investidores privados quanto dos órgãos reguladores e empresas públicas, nós estamos realizando nesse momento um estudo do mercado potencial de gás. Que o potencial do mercado de gás é grande todos concordam. Todos aqui fizeram uma alusão de que o mercado de gás tem um potencial de crescimento fantástico, seja pela cogeração, seja pelo segmento industrial, seja pelo segmento residencial e novos segmentos como uso de matéria-prima. Então nós resolvemos focar um pouco em como viabilizar que esse potencial se efetive, porque se esse potencial continuar potencial, ninguém ganha. Então, ele tem que se tornar volume, porque a realização desse potencial implica em ganhos para o consumidor que tem acesso a uma matéria-prima competitiva a preço competitivo, ganhos para o país em termos de crescimento, ganhos para o Estado em termos de impostos, geração de atividade econômica. Quais os elementos que viabilizariam a efetivação desse potencial? O mercado residencial hoje já tem grande parte na área da Comgás, vamos focar aqui na área da Comgás, que é o objeto desta audiência pública e também a área mais desenvolvida aqui no Estado de São Paulo. No mercado residencial a gente verifica uma expansão em direção a áreas mais afastadas, com menor densidade populacional e com uma renda média menor, ou seja, uma renda per capita menor, o que implicaria num consumo menor. Dessa forma, o que nós estamos dizendo? São necessários mais investimentos para um consumo relativamente menor. Esse é o evento aqui do mercado residencial. No campo do mercado residencial já existente, ou seja, de concessões já efetivadas, é preciso na verdade um incentivo para a conversão. As obras em infra-estrutura de prédios, etc. para a utilização do gás natural necessitam de um incentivo, caso contrário não vai haver a conversão. E no caso da expansão imobiliária, cai no caso que eu falei de ser mais afastada, ou seja, requerer mais investimentos para a sua efetivação. Então esse é o ponto do mercado residencial.

No mercado comercial surge uma questão que está sendo muito discutida, o uso do gás para refrigeração. O uso de eletricidade para refrigeração é extremamente ineficiente, usar eletricidade para refrigerar ou para esquentar água como é o caso dos chuveiros é um uso pobre da energia, seria muito mais eficiente utilizar gás natural. No entanto, mais uma vez, os equipamentos para esse segmento são importados. Hoje já existe toda uma infra-estrutura para colocação de ar condicionado em janelas, etc., que necessita portanto também de incentivos para que haja a conversão para o gás natural. Então até aí a gente vê que a realização desse potencial que tanto se fala do mercado de gás natural depende de uma série de fatores de políticas para remover as barreiras hoje existentes.

No mercado industrial nós podemos falar de duplicar o potencial que hoje é atendido ou até mesmo triplicar, se forem considerados todos os competidores: carvão, com que hoje o gás não compete em termos de custo, lenha, também não compete e em alguns casos

nunca vai competir. No segmento, por exemplo, de papel e celulose existem resíduos do processo que são reaproveitados, então nunca esse volume vai ser substituído. Óleo diesel é um volume não significativo. Óleo combustível, o gás tem significativos ganhos ambientais na sua substituição. GLP e energia elétrica, porque hoje ainda existem caldeiras operando da época da crise do petróleo, quando ficou viável converter para energia elétrica e hoje ainda existe operação dessas caldeiras. Então, para viabilizar o potencial do gás natural no mercado industrial, ele tem que competir com todos esses energéticos, tem que competir em termos de custo. E aí vem a questão: o custo total do gás natural, mais de dois terços desse custo é o custo da molécula mais transportes e mais impostos. Então a margem no custo total tem uma contribuição pequena, fazendo com que no item competitividade ela venha a contribuir pouco. Ou seja, a competitividade do gás natural para todos os segmentos passa por uma política de custo da molécula de gás e uma política de custo de tarifas para o transporte do gás, desenvolvimento de infra-estrutura.

O segmento de cogeração também tem um grande potencial. No entanto, no segmento de cogeração a competição do gás natural se dá com todas as geradoras, comercializadoras e distribuidoras de energia elétrica. Ou seja, para um projeto de cogeração, o consumidor vai fazer a conta: hoje eu tenho uma tarifa "x", se eu instalar um projeto que vai me dar vapor, energia elétrica e outras atividades, quanto vai ser o custo total da minha energia? Então, mais uma vez a competição no segmento de cogeração, ou seja, para desenvolver esse volume, para realizar o potencial, é complicada. Aqui nós pegamos alguns exemplos do mercado da Comgás para ilustrar essa questão do competidor. Se vocês olharem no segmento de papel e papelão, por exemplo, os competidores do gás são óleo combustível, lenha e resíduos. Lenha e resíduos nunca vão ser substituídos, porque é um produto do próprio processo. Se pegarmos o setor têxtil, no próprio estudo que a Fundação Getúlio Vargas está realizando aqui para São Paulo, esse segmento poderia duplicar o seu potencial. Mas duplicar como? Se considerarmos toda a substituição de óleo combustível, lenha e GLP. Mas para isso existem algumas especificidades, ou seja, com lenha é muito difícil competir por causa do custo, e óleo combustível nós vamos detalhar no exemplo mais à frente. Então, estamos dizendo que para a viabilização do potencial nós temos uma questão de competitividade que está pouco relacionada à margem, está relacionada ao custo de gás.

A expansão em direção a localidades mais distantes do eixo principal de distribuição É o que mostra esse gráfico no caso da área de concessão da Comgás. As áreas em vermelho representam distâncias muito maiores do que as que vêm sendo verificadas para a distribuição do volume hoje distribuído. Então, essa é a tendência. Aqui, o exemplo que eu mencionei da indústria têxtil. O volume atual na área de concessão da Comgás é de 161,260 milhões de metros cúbicos/ano. Pegamos nesse segmento um exemplo real, um cliente que utiliza óleo combustível 7-A, chamado ultra-viscoso, que é um competidor do gás nesse segmento, um dos competidores junto com a lenha. Ele consome cerca de 2.200 toneladas por mês, o que seria o equivalente em gás natural a 2.4 milhões de metros cúbicos/mês. O custo desse óleo combustível entregue para o cliente estaria na faixa de R\$ 480,00 por tonelada. O preço do gás natural equivalente, ou seja, considerando que o cliente vai deixar de ter custo para manutenção desse óleo diesel e de aquecimento, enfim, o custo equivalente do gás natural seria de R\$ 0,45 por metro cúbico. Segundo a portaria da CSPE, com a margem hoje em vigor, teríamos uma tarifa teto para esse cliente de 0,5754. Ora, o desconto necessário para empatar, só para

empatar, seria de 12 centavos aproximadamente, ou seja, 22%. Isso só para empatar. Mas para empatar, o consumidor vai dizer: por que vou ter que investir? Porque vai ter um custo de conversão. E do ponto de vista da Comgás representaria um gasoduto de cerca de 13 quilômetros. Como eu consigo fechar essa equação? Não fecha. Hoje o custo do gás, porque na tarifa teto está considerado o custo do gás mais a margem, não permitiria que esse cliente conseguisse ser atendido. Então verificamos na prática uma barreira à efetivação do potencial. É isso que a gente está discutindo aqui.

No mercado de cogeração nós vemos que compete diretamente com a energia elétrica. Então, fora as questões de indefinição do mercado elétrico que vão afetar diretamente o custo de capacidade de energia de backup e comercialização de energia excedente, que é um obstáculo à realização do potencial de cogeração, nós temos preço e fórmula de reajuste do gás natural. Mais a vez da necessidade de uma política que dê competitividade ao gás natural.

Algumas considerações sobre a Nota Técnica da CSPE. A idéia é que a passagem da **Nota Técnica 3** para a **Nota Técnica 4** desajustou um pouco a equação ou o quebra-cabeça. No momento em que houve uma redução na margem máxima média, um aumento do volume e a necessidade de investimentos adicionais para atender esse volume, o quebra-cabeça não fecha. Eu não consigo expandir redes, aumentar investimentos para viabilizar a expansão do volume e ao mesmo tempo garantir a remuneração para o investidor. O quebra-cabeça se desarrumou, essa seria a observação com relação à **Nota Técnica 4**. E para encerrar então as conclusões. Observando as Notas Técnicas e o objetivo de realização do potencial de gás, seria necessária uma margem adequada para garantir remuneração de investimentos, porque é consenso a necessidade de expansão de redes, e é consenso a necessidade de viabilizar o aumento do consumo do gás natural e conseqüentemente aumentar a sua participação na matriz energética. Com essa equação viabilizada, todos têm a ganhar, consumidor e investidor. Muito obrigado pela atenção.

Comentário CSPE:

O estabelecimento de margens máximas, pelo Regulador, prevê a possibilidade de prática de descontos por parte da Concessionária. Reconhecemos que a diversidade de situações de mercado competitivo com outros combustíveis exige a atuação da Concessionária com flexibilidade junto aos usuários.

A respeito de comentários sobre alterações de volume apresentadas na NT4, ver resposta à CBIE (item 4).

6. ABRACE

PAULO LUDMER: Boa tarde a todos. Eu vou pedir aos acionistas da British Gas e da Shell que não consultem essa palestra, porque eles vão recomendar o fechamento da companhia e o nosso objetivo é que a companhia nos atenda e seja robusta. Peço desculpas à Goret, minha amiga, pelo sarcasmo, mas não é possível. Vamos então ver o que nós temos a dizer. Esse processo tem o mérito da transparência, a pro-atividade dos agentes, como disse o Adriano Pires Rodrigues, é um marco no mercado de gás natural, tem o pioneirismo de São Paulo e nós das quatro associações envolvidas nesse esforço queremos e vamos fazer um empenho muito grande para estender o exemplo desses paulistas para os outros Estados.

Comparando as **Notas Técnicas 3 e 4**, nós verificamos que a OPEX ficou mais ou menos estável, muito pequenas alterações. Na questão dos investimentos houve também um aumento que nós registramos. Na base de remuneração os ajustes como anunciou o Dr. Zevi estão corretos. No mercado, entendemos que houve um ajuste coerente, vou voltar ao assunto logo mais, diferentemente da apresentação da Getúlio Vargas. E na matéria-prima, celebramos a sensibilidade da Comgás, da CSPE e de todos os agentes criando essa classe tarifária em São Paulo, o que trará benefícios muito rápidos, muito profundos e muito importantes para o Estado, se ele souber aproveitar essa oportunidade. Nós podemos provavelmente dobrar o consumo de gás da Bolívia muito rapidamente, em planta nova, se formos todos felizes nos contornos dessa classe tarifária.

Vamos aos custos operacionais. Houve, entre a **Nota 3** e a **4**, uma manutenção da tendência decrescente desses custos, o que é razoável porque nós entendemos que aumentará o volume de consumo na área da Comgás, e isso tem que provocar então essas duas curvas. O mérito da **Nota 4** é que a OPEX, ela mesma, diminui nessa proporção descrita, que é um pouquinho mais acentuada que na **Nota Técnica 3**, mas nós acreditamos que isso é possível e nós consumidores deveríamos lutar para que seja melhor ainda, é nossa meta. Aí entra, então, um dos meus conflitos com o que disse a Fundação Getúlio Vargas, o estranhamento que essas duas curvas provocam. Sempre de acordo com a **Nota Técnica 4** e falando de investimentos, os senhores vêem que tem uma absoluta anomalia entre 2003 e 2005 nos investimentos novos da Comgás. Por exemplo, por mais que ela passe a investir em áreas mais caras e urbanas mais complexas, aqueles valores de 2003 e 2005 são inexplicáveis. Nós entendemos que possa aumentar, mas nossa sensação é de estranhamento. Cotejando aqui com os investimentos por metro cúbico, aqueles da esquerda são os investimentos por quilômetro e aqui por metro cúbico. Ora, também há uma anomalia em 2004 que não se coaduna com a anomalia do outro gráfico. Certamente a CSPE interpretou esses dois fenômenos e tirou essas conclusões que nós aprovamos como as melhores possíveis. Digamos que em 2004 houvesse uma retração nos investimentos aqui do lado direito e houvesse esse mergulho na curva, mas como é que eu posso gastar menos por metro cúbico e gastar mais por quilômetro? É claro que tem explicações, mas não bate com o que disse a representante da Fundação Getúlio Vargas.

Quanto ao mercado na **Nota Técnica 4**, aí sim nós achamos que a Comissão de Serviços Públicos acertou a mão numa aposta correta num futuro razoável. Vejam que a taxa de crescimento anual entre 2000 e 2003 foi de 30% **ao ano no mercado total**. Na **Nota Técnica 3** a CSPE já tinha, com alto grau de sensibilidade, reduzido para 8% ao ano a

visão de 2003 a 2008. Com as nossas considerações, ainda prudentemente, a CSPE enxergou um crescimento de 12% ao ano, que pode até vir a ser conservador dependendo dos resultados dos nossos esforços conjuntos. Para a indústria a situação é muito mais grave. Houve, entre 2000 e 2003, um crescimento de 27% anual. No que foi divulgado na **Nota Técnica 3** isso era reduzido em 1/27 (um vinte e sete avos), de repente o mercado 1/27 (um vinte e sete avos) a menos. Então, explicamos, trouxemos dados, argumentamos, a Abividro, a Abiquim e todos os sócios grandes consumidores do nosso clube, entendendo que no mínimo cresceria 7,5% ao ano, o que está demonstrado nos dois gráficos e parece absolutamente possível. Ao contrário dos que defendem que o mercado vai sucumbir por causa da lenha, etc., nós entendemos que precisar ampliar isso é muito. Nós já estamos trabalhando nisso, estamos atuando junto à Petrobrás, levamos 30 milhões de metros cúbicos diários de consumo à Petrobrás. A Comissão está acompanhando isso em termos nacionais e uma boa parte em São Paulo, distribuidoras, Abegás, estão todos envolvidos no mesmo esforço. Nós estamos juntos com a Comgás nisso. Estamos trabalhando com o Ministério, estamos no grupo da Maria das Graças, estamos no grupo da ANP, das agências reguladoras, estamos num diálogo nessa direção e estivemos na Câmara Boliviana de Hidrocarburos, junto com a Abegás e a Comgás, também com essa expectativa, criando condições para que isso ocorra.

Os objetivos são expandir e amadurecer o mercado, conforme apresentamos com detalhes na etapa anterior dessa audiência. Reduzir o preço da *commodity* transporte é possível e de encargos e tributos. Essa é uma luta coletiva nossa, de todos aqui presentes. Sabemos que podemos, portanto, superar as metas. Então eu coloco aqui um chamamento de todos, juntos nós podemos fazer esse mercado, ou melhor, com a Comgás robusta e forte, sem sucumbir aos negativismos até então aqui vistos.

Comentário CSPE:

A respeito dos elevados investimentos propostos pela COMGÁS no período 2003 a 2005, a CSPE aceitou os valores, revisando os custos unitários, e de fato ajustando os volumes compatíveis com os investimentos.

7. ABIQUIM

FÁTIMA GIOVANNA COVIELLO FERREIRA: Boa tarde, Dr. Zevi, demais componentes da mesa e a todos. Eu vim aqui hoje principalmente para agradecer à CSPE pela inclusão da sugestão da criação da classe tarifária matéria-prima em São Paulo, bem como pela definição das margens iguais às da cogeração para essa categoria. Diferentemente dos demais segmentos industriais, o uso do gás como matéria-prima não tem substituto. Feito o investimento numa planta à base de gás, a empresa vai ter que usar gás, seja com o preço que for, a não ser que ela faça novos e altos investimentos para poder fazer essa adaptação. Então eu defendo a manutenção da sugestão de vocês de margens iguais às da cogeração.

Agora, é evidente que, apesar de ser um passo importantíssimo para o desenvolvimento do gás natural em São Paulo, não é o suficiente para atrair os investimentos que a Abiquim tem colocado, juntamente com a Abrace e com algumas empresas que já falaram diretamente até com a CSPE. Então, eu estou aqui agora também para pedir o apoio da CSPE nesse trabalho que o Paulo colocou, da mesma forma que a Abrace e a Abiquim já estão trabalhando com a Petrobrás. Nós apresentamos à diretoria da Petrobrás alguns projetos que eu vou em breve enviar à CSPE, estamos no meio da pesquisa de intenção de novos consumos. Não queremos ficar só na intenção, queremos que esses investimentos se efetivem, o Brasil precisa desses investimentos e eu acho que a gente está num momento oportuno, porque há a vontade política de desenvolver o gás, diferentemente de alguns anos atrás, quando a Abiquim iniciou nessa batalha que a CSPE acompanhou também uma parte. Então, há intenção do governo, não só do governo aqui do Estado de São Paulo, mas também do próprio MME e também da Petrobrás, já que foi inclusive eles que nos procuraram para falar de expansão de gás. A gente até tem uma reunião agendada para o início de abril. Eu gostaria de pedir o apoio da CSPE nessas negociações que a gente vai criar daqui para a frente para reduzir o preço da *commodity*, porque sem isso realmente não vai ser possível ter os novos adicionais de gás. Era isso que eu tinha para colocar e gostaria de parabenizá-los novamente pela transparência com que tudo isso está sendo acompanhado e desenvolvido. Obrigada.

Comentário CSPE:

A CSPE, na **NT5**, confirma o estabelecimento do segmento Matéria Prima com a utilização das margens de Cogeração.

8. ABEGAS

ROMERO DE OLIVEIRA E SILVA: Boa tarde a todos. Na pessoa do Zevi Kann, eu cumprimento os demais integrantes da mesa. A nossa passagem aqui hoje é muito para registrar, Zevi, a importância do processo e dizer que a gente está fazendo escola. O avanço que a gente teve aqui nesse episódio serve de escola e, como presidente das empresas distribuidoras, eu diria que a gente tem muito que se espelhar pelo Brasil afora no que estamos vendo ocorrer aqui, juntamente com a CSPE.

Algumas peculiaridades que a gente observa com muita riqueza em cima da indústria do gás, uma indústria infante, que está nascendo e dentro do mercado brasileiro tem muito o que aprender com a indústria do setor elétrico. Nesse particular, é sempre bom ressaltar que no setor elétrico existiu um perfil completamente diferente de gestão de recursos advindos do governo para poder dar sustentação ao crescimento das redes, ao crescimento do potencial hidroelétrico que a gente tem no país. Diferentemente, o gás tem se apoiado com as suas próprias pernas e tem uma peculiaridade daquilo que a gente está acostumado a ver. O cuidado que a gente deve ter é para não estar cobrando do setor de gás uma performance e um perfil semelhantes ao do setor elétrico, onde a configuração é diferente, as empresas na sua maioria são empresas de economia mista, têm uma participação do governo, da Petrobrás e do setor privado, têm um desenho diferente. Dentro dessa linha é muito importante que ela tenha sustentação dentro da sua receita para poder realizar os seus investimentos. Esses investimentos que o país precisa só vão ser possíveis na hora em que tivermos um processo onde seja trabalhada muito bem essa questão da margem das distribuidoras, e ela conviva dentro de um processo como foi visto aqui. Então, repito, ao se fazer escola como a gente está fazendo aqui, digo escola porque os demais Estados estão num processo, que eu diria que a sua pessoa é sabedora porque tem acompanhado todo o movimento das agências que estão nascendo e se espelhando no trabalho que está sendo feito por aqui, é muito importante para um setor que está nascendo já ter uma experiência plantada e tirar proveito do melhor. O setor elétrico é um setor que deve ser espelhado, mas sem que a gente possa estar utilizando as mesmas variáveis, já que o modelo é diferente.

Então as minhas palavras são muito mais para parabenizar pelo trabalho que está sendo realizado e o quanto ele está sendo útil para as empresas distribuidoras. A Abegás se sente fortalecida com essas informações que trazem para as distribuidoras de um modo geral. Muito obrigado.

Comentário CSPE:

A CSPE se coloca à disposição para, se possível, colaborar no desenvolvimento do marco regulatório do setor de gás canalizado nacional.

9. GAS NATURAL

MARCO AURÉLIO MARTINS MOISÉS: Boa tarde a todos. Estamos aqui representando a Gás Natural e na mesma data no ano que vem estaremos aqui, como a Comgás está participando agora. A nossa área hoje já está mais desenvolvida, mas nós sabemos de todas as dificuldades para desenvolver um mercado. Como a Goret falou, existem ainda clientes com grande potencial, mas em redes distantes. A gente queria parabenizar, todos falaram, mas a gente queria repetir que está sendo um processo realmente transparente e isso nos deixa orgulhoso, porque a gente vê que realmente a seriedade está acima de tudo.

A nossa colocação é uma colocação simples, de que a CSPE está no momento crucial para definir esses parâmetros e a gente entende que o bom senso vai ser a palavra de ordem para o fechamento da revisão tarifária da Comgás. Partindo desse princípio, a gente só queria salientar um pouco o que vai ser a nossa preocupação no ano que vem, quanto aos fatores externos que podem influenciar de alguma forma na captação do cliente e todo o cenário político que possa advir acima das nossas metas. Eu acho que a CSPE tem também essa visão, então a gente fica tranquilo em saber que a melhor solução vai ser dada para a questão da margem. A gente entende, por exemplo, que no transporte da Gasbol, que vem da Bolívia, uma das premissas é a questão da rentabilidade ser em dólar e uma taxa de retorno do investimento. A gente vê aí a preocupação de um gasoduto que foi construído e em cima desse gasoduto tem uma rentabilidade que hoje é fator talvez que está atrapalhando o desenvolvimento do nosso mercado. Diante dessa preocupação que a Petrobrás tem e os investidores tiveram, a gente também tem uma certa preocupação de que a capacidade de reinvestir seja uma coisa sempre analisada pelo órgão regulador. Muito obrigado.

[Comentário CSPE:](#)

[Ver resposta à contribuição da COMGÁS.](#)

10. GÁS BRASILIANO

RONALDO KOLMANN: Dr. Zevi, senhores Comissários, boa tarde. A Gás Brasileiro é a distribuidora da região noroeste do Estado de São Paulo e nós somos a próxima empresa que estará aqui conversando com os senhores e com a CSPE sobre revisão tarifária. Então, a intervenção nossa aqui é uma intervenção pequena e é uma manifestação de preocupação, que já foi colocada pelo Paulo ao levantar vários aspectos sobre o problema de mercado, o volume. A Goret fez colocações muito importantes sobre como viabilizar o mercado. O Adriano também fez colocações que eu acredito que a CSPE seguramente deverá avaliar.

Então, como Gás Brasileiro, nós vamos fazer uma leitura aqui de alguma coisa que a gente preparou, já que o nosso diretor infelizmente não pôde estar presente. Sem querer entrar na tecnicidade do recálculo da margem máxima inicial $P(0)$, uma vez que a determinação dessa margem está definida na metodologia da revisão tarifária apresentada e discutida em consulta pública, e muito menos ainda na justificativa e argumentação tanto da Comgás como da CSPE, quanto ao mercado de vendas previsto em termos de negócios. Gostaríamos de enfatizar uma preocupação que nos assaltou nessa etapa final do processo de revisão de tarifas da Comgás. Trata-se da previsão de vendas feita pelas distribuidoras no seu plano de negócio e o seu reflexo na determinação da margem inicial máxima. A captação do mercado das distribuidoras e as vendas já consignadas podem vir a ser afetadas por fatores externos que independem das distribuidoras e que ficam fora do seu alcance e do alcance inclusive da própria CSPE. É o caso, por exemplo, de ações de governo que afetam a política energética, a criação de impostos, políticas comerciais de empresas de refino e comercialização de óleos combustíveis ou qualquer outra situação em que a competitividade do gás em relação aos energéticos concorrentes fique significativamente afetada.

Assim, entendemos que deve haver uma certa cautela no trato dos volumes projetados de vendas, não superestimando mercados que dificilmente se concretizarão. Já vivenciamos no passado uma euforia com base num mercado de gás que não se realizou. Exemplos recentes mostram a necessidade dessa cautela. Há pouco mais de dois anos tivemos uma situação em que o preço do gás importado boliviano no *citygate* era maior que o preço do óleo combustível no usuário final. Tivemos também o programa prioritário de termoeletricidade, o programa PPT que, como todos se recordam, contemplava um número significativo de usinas que deveriam estar operando e consumindo gás já no final do ano passado. É oportuno ressaltar que será sempre o interesse da distribuidora vender cada vez mais e, em isso ocorrendo e resultando em margens efetivas maiores, os mecanismos previstos permitem que os seus efeitos sejam repassados ao mercado. Temos a certeza de que, pautada no que sempre tem ocorrido, a CSPE saberá adotar o melhor critério nas avaliações de mercado apresentadas nas revisões tarifárias, tanto da Comgás como nas seguintes, da Gás Brasileiro e da São Paulo Sul. Obrigado.

[Comentário CSPE:](#)

[Ver comentários às colocações da CBIE \(item 4\) e FGV \(item 5\).](#)

A CSPE objetivou, em suas estimativas, obter valores justificáveis e factíveis de mercado, sem o intuito de penalização da Concessionária.

11. DEPUTADO ARNALDO JARDIM

ARNALDO JARDIM: Caro doutor Zevi Kann, nosso comissário da CSPE, Dr. Moacyr, Dr. Aderbal, quero cumprimentar toda a equipe da CSPE, os senhores que aqui estão representando as empresas, clientes, sociedade de forma geral, estudiosos do assunto. Eu quero até me desculpar, o Dr. Zevi Kann sabe que eu acabei tendo que chegar um pouco mais tarde porque estava com o governador Geraldo Alckmin, tive um encontro com o governador, e quero inclusive dizer que tive a liberdade de com ele comentar que viria aqui participar dessa audiência, como participei de todos os momentos da revisão tarifária que entra agora na sua fase decisiva. O governador reiterou aquilo que de resto todos nós sabemos e festejamos, que é o entusiasmo com relação à utilização do gás como insumo básico de produtividade e incremento da atividade econômica no Estado de São Paulo. Certamente, o governador tem um entusiasmo muito grande por isso que está acontecendo aqui nesse instante. Nesse processo, o Dr. Zevi Kann está colaborando muito para isso. Eu acho que é quase que um momento de batismo definitivo da CSPE esse momento de revisão que está sendo procedido. De minha parte e da parte da Assembléia Legislativa de São Paulo, eu quero reiterar aquilo que tem sido aqui recorrente nesse instante, que é o aplauso com relação aos procedimentos, com relação à transparência, ao final dos quais, sem ignorar conflitos que ainda existem, como a discussão da margem sobre a qual não tenho condições nesse instante de me posicionar, toda a discussão sobre a evolução da tarifa nos diferentes segmentos, o desafio de se trabalhar de forma definitiva o conceito de encargo de capacidade, que eu acho que pode também estabelecer regras duradouras ao fornecimento do setor, mas tudo isso serão detalhes, porque há um cenário, há uma moldura em que contradições e disputas podem se processar, que é a moldura de regras estáveis e o debate feito de uma forma transparente. De minha parte é isso que eu quero aplaudir e dizer, que temos orgulho do ponto de vista do Poder Legislativo de ver um órgão regulador funcionando como deve. É assim que eu acredito que nós vamos traçar cenários positivos para que as empresas possam ter o seu plano de expansão, para que o usuário possa ter as suas vantagens e nós possamos cada vez mais introduzir de uma forma definitiva na nossa matriz energética a questão do gás natural. Parabéns a todos.

12. SINDGASISTA

*(esta apresentação também foi entregue como contribuição do **SINENERGIA**)*

DJALMA OLIVEIRA: Boa tarde, Comissário Zevi Kann, demais membros da mesa e componentes da platéia. O Sindgasista já tem defendido aqui o consumidor residencial. É bem verdade que nós entendemos a importância do gás como infra-estrutura para geração de empregos no processo produtivo e nos demais processos que aqui foram defendidos. Mas nós entendemos que um dos setores que não são muito veiculados nas audiências públicas é exatamente o setor residencial. Por isso, Comissário, nós vamos reiterar o nosso posicionamento com relação à posição anteriormente tomada pelo Sindgasista.

Com o objetivo de continuar a contribuir com o processo de revisão tarifária ora em andamento, o Sindicato dos Trabalhadores da Indústria de Produção, Transporte, Instalação e Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo, Sindgasista, deseja reiterar nessa audiência pública a implementação de uma política diferenciada para o segmento de consumidores residenciais e a proposição de uma nova categoria tarifária destinada a atender famílias de menor poder aquisitivo, qual seja a tarifa social. A questão energética é uma preocupação mundial, a busca de fontes alternativas de energia com modicidade de preço e ambientalmente corretas constitui ponto estratégico na maioria dos países industrializados. Dessa forma, a matriz energética paulista deve ser enriquecida, a fim de proporcionar mais alternativas para os consumidores e menor dependência da energia hidráulica. Os riscos de sobrecarga aos quais o sistema elétrico hoje é submetido, nos horários de maior demanda, principalmente nas grandes regiões menores, seriam menores se houvesse uma política governamental direcionando o consumo residencial para outras formas de energia. Esse ponto de vista nos parece relevante, na medida em que incorpora questões que vão além das relacionadas especificamente ao problema da matriz energética, mas atinge as áreas de segurança pública e de política social.

Corroborando esse ponto de vista, é possível afirmar que a atual capacidade de geração e fornecimento de energia elétrica estará próxima dos seus limites se a média de crescimento projetada para o PIB brasileiro de 4% nos próximos dois anos realmente se verificar. Nesse sentido, o gás natural aparece novamente como uma possibilidade de atenuar esses problemas, contribuindo para que se evite os eventuais gargalos nos fornecimentos de energia. Considerando-se a heterogeneidade econômica e social da população brasileira, a massificação e universalização do uso do gás natural, principalmente no segmento residencial, será mais facilmente alcançada com a redução da tarifa para os consumidores residenciais e/ou pequenos consumidores, além de um olhar dos poderes públicos para a classe da população com baixo poder aquisitivo.

A abordagem da questão a partir da redução de tarifa não é nova, as empresas distribuidoras de energia elétrica e mesmo de água encanada já utilizam essa prática: para um dado nível de consumo, o preço unitário da energia elétrica ou água é reduzido. Essa política se reveste de grande importância social e é factível na medida que o Estado contribua com a redução da carga tributária sobre as taxas de consumo residenciais, que a empresa reduza sua margem de lucratividade nesse segmento e que seja possível a prática de subsídio cruzado entre as classes de tarifa. A legislação faculta à CSPE a autonomia de criar e introduzir novas categorias tarifárias. Além disso, não há impedimento legal ou contratual quanto ao estabelecimento de subsídio cruzado entre as

categorias tarifárias. A essas duas facilidades legais podemos considerar também o significativo potencial de aumento de oferta do gás natural a partir da recente descoberta da jazida na bacia de Santos. Acresça-se ainda o expresso desejo do governador do Estado de São Paulo de antecipar a produção, distribuição e utilização do gás natural da nova jazida. Observa-se que o volume de gás consumido pelas residências vem sofrendo redução em relação ao volume de gás distribuído. Essa tendência deve ser revertida, pois um dos objetivos da CSPE e do governo é o de agregar maior número de consumidores residenciais à rede de distribuição de gás natural.

Soluções técnicas como consumidor âncora, medidores coletivos e outras na certa contribuirão para a massificação do consumo natural do gás no Estado de São Paulo. O Sindgasista acredita que a criação da modalidade tarifa social irá atender ao mesmo tempo aos interesses dessa classe de usuários, à política energética e de meio ambiente do governo e também aos objetivos de expansão e crescimento da concessionária, não comprometendo seu equilíbrio financeiro-econômico.

Por julgarmos oportuno e diante da proposta do Sindgasista de um olhar diferenciado para o segmento residencial, desejamos aqui manifestar nossa estranheza diante da tabela tarifária publicada pela CSPE em sua **Nota Técnica 4**, que apresenta valores para as tarifas residenciais, em média, 3,16% acima das tarifas propostas pela concessionária. Muito obrigado, Dr. Zevi.

Comentário CSPE:

As diferenças, nas tarifas residenciais, são decorrentes do estágio do processo de Revisão Tarifária, que se referia por ocasião da NT3 a junho de 2003, ou seja, sem a atualização monetária dos CAPEX, OPEX, BRRL incluídos os investimentos no período junho/03 a março/04.

Ver também resposta às colocações do Sindgasista (item 15), da primeira fase.

13. ESCRITÓRIO DE ADVOCACIA WALDEMAR DECCACHE

No relatório encaminhado à CSPE solicita-se (páginas 10 e 11):

- (a) Seja considerado, na definição das tarifas para os diferentes segmentos de usuários, a alocação de um mesmo custo relativo ao Preço do Gás nos diversos segmentos de usuários, em virtude de ser notório o fato de que a matéria prima utilizada na distribuição de gás natural à todos os segmentos de usuários é exatamente a mesma;
- (b) Seja considerado, para a mesma finalidade, a realidade fática concernente à Margem de Distribuição, isto é, a alocação de Margens de Distribuição para cada segmento de usuários diversificada apenas e somente “em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários”

Comentário CSPE:

- (a) Conforme disposto no Contrato de Concessão e exposto de forma detalhada na **Nota Técnica 1**, o processo de revisão tarifária tem por objetivo definir o valor da Margem Máxima de Distribuição para o primeiro ano do segundo ciclo tarifário da Concessionária, assim como o valor do fator de eficiência (Fator X) a ser aplicado à Margem Máxima de Distribuição em cada reajuste anual desse ciclo. A revisão refere-se então exclusivamente à fixação da margem ou tarifa do serviço de distribuição de gás canalizado. Os preços do gás a serem considerados para cada segmento de usuários estão definidos pelo conjunto de normas que constituem o marco regulatório do serviço de gás canalizado, não sendo objeto da presente Revisão Tarifária que trata das questões relacionadas às margens de distribuição.
- (b) Os princípios e critérios observados pela CSPE para avaliar a estrutura e tabela de valores tarifários apresentados pela COMGÁS e propor os ajustes considerados necessários ou convenientes são expostos de forma detalhada no parágrafo 2.4 da **Nota Técnica 4**. Foi comprovado que a proposta da COMGÁS cumpre, em termos gerais, o critério de alocação de Margens de Distribuição, para cada segmento de usuários, em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento. Portanto, os ajustes introduzidos pela CSPE, nessa proposta, foram aplicados tendo em conta os outros princípios essenciais expostos no parágrafo acima mencionado, entre os quais se destaca o da estabilidade tarifária.
- (c) Adicionalmente, a respeito das diferenças na margem de distribuição por segmento, a análise deve considerar a existência de custos comuns, relacionados com a construção e operação das redes. A existência dos citados custo é o que resulta em estruturas tarifárias que promovem o uso da infra-estrutura, estabelecendo diferentes combinações de encargos fixos e variáveis. Neste sentido, existe uma conjunto de tarifas para cada serviço, que permitem uma variedade de alocações de custos comuns, sem que existam subsídios cruzados. Este conjunto tarifário tem como limite inferior o custo incremental de fornecer o serviço, considerando a existência dos

demais segmentos; e como limite superior, o custo de fornecimento desse serviço de forma isolada.

14. PROPOSTA DA COMGÁS PARA IMPLEMENTAÇÃO DO ENCARGO DE CAPACIDADE

Conforme disposto pela CSPE na **Nota Técnica 4 (NT4)**, será aplicado o “encargo de capacidade” aos usuários do segmento industrial com consumo mensal igual ou superior a 500.000 metros cúbicos.

Com essa finalidade, a COMGÁS propõe a seqüência de ações exposta a seguir:

1- Fase de medição do volume máximo horário mensal

- Medir o volume máximo horário mensal durante o segundo ciclo tarifário;
- Calcular o volume máximo horário mensal médio;

$$\text{Capacidade contratada} = \frac{\text{Jan} + \text{Fev} + \text{Mar} + \dots + \text{Nov} + \text{Dez}}{12}$$

2- Período de Transição

2.1- Junho / 2004: Publicação pela CSPE das tarifas binomiais (sem encargo de capacidade) e trinomiais (com encargo de capacidade).

2.2- Junho / 2004 até Maio / 2006:

Cobrança pela estrutura binomial (termo fixo + termo variável);

Novos contratos e aditivos nos contratos existentes passarão a conter o cálculo das tarifas binomial e trinomial;

Eventuais descontos concedidos pela Comgás em relação à tarifa teto trinomial, serão aplicados no encargo de capacidade (K).

3- Justificativa da Proposta

- Manutenção das condições contratuais acordadas com os usuários;
- Levantamento de dados para definição da capacidade contratada de cada usuário;
- Adequar sistemas de leitura para todos os usuários situados nesta faixa de consumo;
- Evitar o mudança repentina da sistemática de tarifação;
- Ajustar o sistema de faturamento da Comgás.

Comentário CSPE:

1. O encargo de capacidade deve ser fixado com base no volume máximo diário mensal de cada usuário. A utilização do volume máximo diário mensal é a correta, do ponto de vista técnico, para os usuários conectados às redes de distribuição de alta e média pressão, já que considera o efeito de “line packing” dessas redes, assim como evita potenciais distorções nas tarifas devido à não-simultaneidade no consumo. Ao contrário, se fosse aplicado o encargo de capacidade com base no volume máximo horário, esse efeito seria desconsiderado. Nesse sentido o efeito comentado seria potencializado por ser subestimada a relação entre o encargo por capacidade e o encargo variável, sendo este problema de maior magnitude nos usuários com baixo fator de carga. Adicionalmente, seria necessário considerar fatores de simultaneidade

no consumo dos usuários, de forma a evitar que, por meio desse encargo, os usuários viessem a pagar uma rede de distribuição de capacidade maior que a da rede real da Concessionária.

2. Além disso, a metodologia proposta pela Concessionária, impõe demasiada rigidez operativa aos clientes, à medida que não podem oscilar seus consumos horários ao longo do dia ou de algumas horas. Poderia ocorrer o caso de um usuário pagar por capacidade excedente, devido ter ultrapassado a capacidade contratada, por uma hora, enquanto sua média diária corresponde a um valor bem abaixo desse volume.
3. Nestes termos, estabelece a CSPE um período de até 12 meses, a partir de 31 de maio de 2004, para a aplicação do encargo de capacidade.