

**AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO  
PAULO - ARSESP**

**AVISO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 002/2010**  
**Revisão Tarifária da Gas Natural São Paulo Sul S/A**

**MC:** Bom dia. É com satisfação que a Arsesp, Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo, recebe os senhores presentes para a participação da audiência pública 02/2010 referente à revisão tarifária da Gás Natural São Paulo Sul S.A. A Audiência Pública é convocada pela diretoria da Arsesp e destina-se a recolher subsídios e informações junto à sociedade para matérias em análise na Agência. Visa também dar oportunidade de manifestação verbal aos interessados nos processos decisórios que impliquem em efetiva afetação de direitos dos agentes econômicos dos setores de energia e saneamento, dos consumidores e demais interessados na sociedade, conforme dispõe a Lei Complementar nº 1025 de 7 de dezembro de 2007 que criou a Arsesp.

Esta Audiência Pública foi convocada com a finalidade de obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento do ato regulamentar a ser expedido referente à revisão tarifária da Gás Natural São Paulo Sul S.A. No período da manhã serão apresentadas as propostas referentes ao valor inicial da margem máxima P0 ao plano de negócios da concessionária, a definição do termo de ajuste K aplicado às tarifas da Gás Natural São Paulo Sul relativas ao quarto e quinto ano do segundo ciclo tarifário. No período da tarde, serão apresentadas as propostas da estrutura tarifária.

O senhor Hugo de Oliveira, diretor-presidente da Arsesp presidirá esta Audiência Pública, cabendo-lhe decidir conclusivamente as questões de ordem e as reclamações sobre os procedimentos adotados na audiência. A manifestação de cada inscrito estará limitada a 10 minutos. Essas manifestações serão feitas segundo a ordem de recebimento das inscrições conforme previsto no regulamento desta Audiência Pública. Esclarecemos que o tempo será controlado e que o comentarista será alertado, se for o caso, quando faltar 1 minuto para o fim de sua intervenção. Inscrições posteriores ao prazo final para recebimento poderão ser consideradas caso o tempo total previsto para as manifestações do público não esteja completamente preenchido pelas inscrições prévias. O presidente da audiência e demais integrantes da mesa poderão fazer perguntas aos expositores para obtenção de esclarecimentos adicionais. Todos os depoimentos serão registrados por meio eletrônico de forma a preservar a integridade de seus conteúdos e a permitir o máximo aproveitamento como subsídios a conclusão do processo de regulamentação. Reiteramos a todos a importância do fiel cumprimento do tempo e das regras aqui estabelecidas de modo que se possa atender, de forma organizada a todos os interessados. Pedimos a todos a gentileza de desligar os telefones celulares e de não fumar no auditório, para o conforto e segurança de todos os presentes.

Os participantes desta audiência que não puderem desligar seus aparelhos poderão deixá-los aos cuidados da nossa recepção que ficará responsável por anotar os respectivos recados. Lembramos que está à disposição dos interessados, também na recepção, a cópia do regulamento desta audiência. Compõe então a mesa dessa Audiência Pública o senhor Hugo de Oliveira, diretor-presidente da Arsesp; a senhora Karla Bertocco Trindade, diretora de relações institucionais da Arsesp, que está designada para secretariar os trabalhos; o senhor Zevi Kann, diretor de regulação técnica e fiscalização dos serviços de distribuição de gás canalizado; o senhor Aderbal de Arruda Penteado Júnior, diretor de regulação técnica e fiscalização dos serviços de energia elétrica e o senhor José Luiz Lima de Oliveira, diretor de regulação técnica e fiscalização dos serviços de saneamento básico. Com a palavra então para iniciar a cerimônia, o senhor Hugo de Oliveira, presidente desta Audiência Pública.

**00:04:36 – Hugo de Oliveira – Bom dia para todos, eu gostaria de agradecer a presença ... é a última, isto é, a última etapa e... das concessionárias de gás de São Paulo. Eu espero que essa audiência possa...**

**MC** – Convidamos agora, para fazer uso da palavra o senhor Antonio Luiz Souza de Assis e a senhora Maria Mercedes Marques que farão a apresentação da proposta da Arsesp com o tempo previsto de 30 minutos. E todos os integrantes da mesa se quiserem acompanhar, se sentirem mais confortáveis ficando aqui no auditório.

**Antonio Luiz Souza de Assis** – Bom, bom dia a todos. Nessa parte da audiência, neste período, vamos fazer sobre a proposta de valor inicial da margem máxima, P0 e do termo de ajuste K. Inicialmente vamos fazer das características do mercado no Sul do estado. A concessionária enfrenta aqui na região Sul do estado, no mercado industrial uma disponibilidade de biomassa com baixo preço. Existem grandes distâncias entre os pontos de consumo e a rede primária, o sistema de distribuição. Há também a disponibilidade de subprodutos do processo industrial e grandes volumes concentrados em poucos clientes. No mercado residencial e comercial, apresenta também dificuldades no que tange a centro urbano, pequenos e dispersos, 7,4% da população do estado em 21,3% da área, baixa densidade habitacional e pouca verticalização, ou seja, são poucos os edifícios de apartamentos. Comércio de menor porte, com um consumo médio de 60% inferior a rede metropolitana de São Paulo e no mercado veicular temos a maioria dos centros que não justificam investimentos em postos de GNV.

Somente 5,7% da frota de veículos do estado estão localizados na região Sul do estado. O mercado de geração, termoelétrica e co-geração, não tem previsão para esse terceiro ciclo. Temos aqui uma imagem que compara a área Sul com as demais do estado, com a Gás Brasileiro e a Comgás. Verifica-se, em relação à Comgás, por exemplo, quando temos cerca de 14% dos municípios na área Sul, 27 está na Comgás, sendo 72% da população concentrada naquela área, enquanto aqui temos 7%. 77% da demanda industrial, do mercado potencial estão na área da Comgás, enquanto que na Gás Natural temos 14%. Aqui temos uma imagem da expansão da rede de distribuição na região Sul.

Atende-se, atualmente, 15 municípios. São 29.900 o número de clientes, 1.300km de redes operacionais. Para o terceiro ciclo, temos aqui a expansão Botucatu, Itapetininga, Ibiúna e Tietê, mais 4 municípios. Os investimentos em expansão, aprovados, ou em discussão estão para Ibiúna, na ordem de 8 milhões, buscando um cliente e uma expansão de 18km para o mercado industrial projetado para 2013. Para Botucatu, 65 milhões, 120 km de rede, buscando 666 clientes. Um mercado industrial, residencial e comercial com início de atendimento em 2013, 2014. Para Ibitinga são cerca de 12 milhões de investimento, 28 km de rede, 610 são os clientes buscados para o mercado industrial residencial e comercial e de operação deve se dar em 2013, 2014. Por fim a Tietê, 3.300 milhões o investimento, 17 km de rede, 1.077 clientes, um mercado novo residencial e comercial com o início de atendimento em 2012.

Por fim nós temos por cerca de 156 milhões de investimentos para o terceiro ciclo, com um aumento de clientes da ordem de 85%. A expansão de redes é bom ter em conta que o investimento necessário, a viabilidade, os investimentos só são possíveis na medida em que existe viabilidade econômica para essas expansões. Então, somente é possível expandir redes havendo essa viabilidade, sendo que uma rede principal em aço de 8 polegadas tem um custo típico de 75 milhões para cada 100km, sendo criado para consumo industrial a partir de 6 milhões de metros cúbicos/mês. A margem básica de distribuição, incluindo custos de operação e manutenção é de R\$ 0,24 por metro cúbico. Uma vez identificado um mercado viável, a concessionária está obrigada a realizar a expansão.

Temos já há algum tempo um pleito do município de Avaré no sentido de que as expansões atinjam aquele município. Inicialmente esse município era atendido por GNC. Contudo teve uma oferta de GNL com outro fornecedor que não a concessionária e hoje o mercado de cerâmica daquele município busca uma melhor condição do preço do gás. Então, nesse sentido, seria importante que a rede de distribuição atingisse Avaré. No entanto, para que se dê a viabilidade econômica, teríamos que ter se fosse a rede a partir de Botucatu, 4,19 milhões de metros cúbicos/mês, enquanto hoje não se atinge 1 milhão de metros cúbicos/mês. Esse investimento, por Botucatu, seria da ordem de 60 milhões de reais, com 80 km de rede. Se a expansão se desse a partir de Igarapu do Tietê, seriam 95 km com 71 milhões de investimento para um mercado mínimo de 5 milhões de metros cúbicos/mês. Em todos esses casos a regulação, a disciplina dos serviços de distribuição de gás canalizado admite a participação de terceiros interessados na expansão de redes quando essa não se demonstra viável.

Então no caso de Botucatu, uma participação de terceiros para que se torne viável essa rede, seria de 45 milhões, com uma estimativa de execução para 2012. No segundo caso, essa contribuição seria da ordem de 56 milhões, com uma estimativa de ano para execução de 2017. E a partir de Pederneiras, da área da Gás Brasileiro, como no caso anterior para 127 km de rede, teríamos um investimento da ordem de 95 milhões de reais, com uma estimativa de contribuição requerida, na medida em que se mostre inviável, de 80 milhões de reais com ano de execução para 2014.

**Maria Mercedes Marques** – Bom dia a todos. Então, a partir desse momento eu passo a apresentar os critérios e valores contidos na nota técnica número 3 de 2010, referente ao

valor inicial da margem máxima, o P0 da Gás Natural São Paulo Sul S.A. E na sequência ainda vou apresentar os valores e critérios contidos na nota técnica número 5 referente ao termo de ajuste K. Então, a revisão tarifária está prevista no contrato de concessão na cláusula 13<sup>a</sup>, que define que a metodologia visa permitir à concessionária, a obtenção de receitas suficientes para cobrir os custos adequados de operação, manutenção, impostos, exceto impostos sobre a renda, encargos e depreciação relacionados com a prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, bem como uma rentabilidade razoável. Ou seja, a revisão tarifária se refere somente à margem de distribuição, não está relacionado com o custo do gás. O custo do gás é agregado posteriormente após a definição da estrutura tarifária. Então, nesse momento a gente vai falar só da margem que se refere à cobertura dos investimentos, custos operacionais e a rentabilidade da concessionária. E a revisão tarifária tem por base o plano de negócios proposto pela concessionária.

A metodologia que está sendo aplicada nesse processo está contida na nota técnica RTM 02/2009, que também passou por um processo de consulta e audiência pública. A definição do custo médio de capital, o WACC, também passou por processo de consulta pública e está definido na nota técnica Gás Natural São Paulo Sul 02/2010. Esse é o cronograma do processo e a gente está agora nessa parte amarela, na realização da audiência pública. O processo foi publicado por uma deliberação Arsesp número 116/2009, as etapas do processo estão contidas nessa deliberação e a próxima etapa, depois dessa audiência pública e considerando as contribuições recebidas, a próxima etapa será a publicação da deliberação Arsesp sobre o valor do P0, as tabelas tarifárias e o termo de ajuste K, além das respostas às contribuições. Bom, essa figura mostra o processo de redução tarifária. A parte de cima, como eu já disse, a metodologia detalhada, que já passou por um processo de consulta pública e audiência pública e está contida na nota técnica RTM 02/2009. Essa é a metodologia que está sendo aplicada nesse processo.

E após definida a metodologia detalhada, foi publicado, também por processo de consulta pública, o custo médio de ponderado de capital. Com esse valor a concessionária teve condições de propor um plano de negócios para o próximo ciclo, 2010 – 2015. Esse plano de negócios contém os valores previstos pela concessionária de mercado, os investimentos, as despesas operacionais. Essas informações são analisadas pela Arsesp e ajustadas e incluídas no fluxo de caixa para calcular o *out put* desse fluxo de caixa, justamente o valor inicial da margem máxima, o P0.

Bom, então a análise que vai ser apresentada agora é desses parâmetros que constituem o P0 e estão previstos no fluxo de caixa. O primeiro aqui é a análise do mercado proposto pela concessionária. No caso do segmento residencial, a concessionária propôs, no plano de negócios, um crescimento na taxa de conexão com redução do consumo específico. Após a análise a Arsesp aceita a proposta de crescimento econômico de clientes, mas a evolução do consumo específico foi ajustada considerando a tendência histórica da concessionária. O segmento comercial, a concessionária apresenta conexão de novos clientes com taxa alinhada à tendência histórica. A Arsesp mantém o número de clientes, mas o volume foi ajustado, considerando a tendência histórica. No segmento industrial, na proposta da

concessionária o crescimento é restrito do mercado em razão da falta de disponibilidade de gás com preços competitivos. A análise da Arsesp indica dificuldades de competitividade do gás para captar clientes âncoras para expandir novas redes. E a previsão de volumes proposta pela Arsesp está alinhada com a concessionária. No caso do GNV, o veicular, a proposta da concessionária prevê recuperação do mercado e crescimento futuro de 4,9% ao ano. Na previsão da Arsesp, o volume foi ajustado contemplando a concorrência do etanol e o crescimento da frota de carros flex. No caso do GNC, tanto o plano de negócio proposto pela concessionária, como a previsão da Arsesp não consideram consumos para o terceiro ciclo.

Então, essa planilha apresenta o mercado consolidado para os próximos 5 anos com os valores propostos pela concessionária e a previsão da Arsesp, por segmento. Então, para a concessionária, está previsto um volume de 2 bilhões, 354 milhões de metros cúbicos e na proposta da Arsesp, 2 bilhões, 362 milhões de metros cúbicos no total do ciclo. O próximo parâmetro são os investimentos Capex. Então, a análise realizada pela Arsesp tem duas abordagens, a análise dos investimentos realizados no segundo ciclo frente ao que foi aprovado no plano de negócios do segundo ciclo e a análise do Capex para o terceiro ciclo. Na análise a Arsesp considerou os critérios de utilidade, usuprudência e razoabilidade dos custos. Estamos falando agora dos Capex do que foi realizado no segundo ciclo. E também leva em conta o cumprimento das quantidades físicas dos investimentos aprovados no plano de negócios do segundo ciclo. Então, após a análise, a Arsesp verificou que os investimentos realizados foram inferiores aos incluídos no plano de negócios do segundo ciclo. E de acordo com a metodologia aprovada, quando não cumpridas as quantidades físicas, são calculados os montantes arrecadados em excesso, atualizado ao início do terceiro ciclo e descontados da receita requerida do primeiro ano do terceiro ciclo. Como que se calcula esses montantes arrecadados em excesso, recalculando o P0 do segundo ciclo, descontando os investimentos não realizados no segundo ciclo e os volumes associados a esses investimentos não realizados.

Então a diferença desse P0 recalculado do segundo ciclo e o P0 aprovado no segundo ciclo se aplica aos volumes realizados durante o segundo ciclo, então assim se obtém essa receita em excesso. Esses investimentos não realizados no segundo ciclo estão incorporados para serem realizados no terceiro ciclo e, além disso, esses investimentos não realizados no segundo ciclo referentes às metas mínimas do contrato de concessão sujeitam a concessionária a uma eventual penalização. Então, esse cálculo que eu estava explicando antes, no slide anterior, está aqui em números. Então aqui, na primeira coluna é apresentado o P0 recalculado, descontando esses projetos que não foram realizados e os volumes associados a esses projetos. Nessa coluna está o P0 aprovado durante o segundo ciclo, então, a diferença entre o P0 recalculado e o P0 aprovado gera esse valor que multiplicado pelos volumes realizados no segundo ciclo gera essa redução de receita que, somando todos esses projetos totaliza 46 milhões a serem descontados no primeiro ano do terceiro ciclo da receita requerida.

Então, concluindo essa análise dos investimentos do segundo ciclo. Não foram cumpridas as propriedades físicas do plano de negócios aprovados no segundo ciclo. A Arsesp descontou os montantes arrecadados em excesso da receita requerida para o

primeiro ano do terceiro ciclo, os investimentos efetivamente realizados pela concessionária correspondem às obras incluídas no plano de negócios 2005 – 2010, para o segundo ciclo. Os custos unitários realizados pela concessionária são, em geral, razoáveis e a Arsesp corrigiu os preços que não estavam alinhados com a tendência histórica. E os investimentos foram considerados prudentes e incluídos na base de remuneração regulatória. A análise do Capex, dos investimentos para o terceiro ciclo, considera os custos unitários e a razoabilidade nos investimentos na rede. Também foram analisados os investimentos em ativos não específicos com relação a sua penalidade e os custos projetados. Então, a análise da Arsesp verificou que em alguns itens os preços unitários propostos pela concessionária no plano de negócios são significativamente superiores aos preços históricos praticados nos anos 2008 e 2009. No caso de tubulações em aço, para a definição do custo unitário, a Arsesp considerou a evolução dos indicadores de mercado e as características particulares de cada obra. Para as tubulações de polietileno, e as conexões de usuários comerciais e industriais, a Arsesp considerou os níveis de preço segundo a tendência histórica dos preços praticados nos anos de 2008 e 2009. Então, a Arsesp propõe manter as quantidades físicas do plano de negócio da concessionária, quer dizer, todos os projetos incluídos no plano de negócios na concessionária, físico, mas aplicando o custo unitário corrigido de acordo com a tendência histórica para populações de aço, polietileno e para ramais e medidores de usuários comerciais e residenciais. Então, nesta tabela aqui em baixo tem as quantidades físicas que a Arsesp mantém, todos os projetos. Só alterando, corrigindo os custos unitários.

Então os outros investimentos na rede é composto por outros investimentos específicos e por investimentos operacionais. Os outros investimentos específicos são as servidões, terrenos por onde são construídas as redes, as edificações para instalações de controle, sistema de proteção de dutos, etc. Então, o montante proposto pela concessionária é de 7 milhões, que está aqui na tabela em baixo, foi analisado pela Arsesp e considerado razoável. Com relação aos outros investimentos operacionais, são relacionados com reforço e remanejamento de rede, materiais de instalação de estação de trocas de medidores e etc. também foram analisados individualmente e considerados adequados pela Arsesp, num montante de cerca de 13 milhões. Então, esses outros investimentos de rede totalizam 20 milhões de reais.

**Maria Mercedes Marques** - Continuando, os investimentos em rede totalizam 20 milhões. Esse quadro apresenta o resumo dos investimentos em rede já ajustado pela Arsesp. Então, lembrando novamente que os projetos físicos foram mantidos pela Arsesp só que foi alterado o custo unitário. Então, os investimentos em rede envolvendo tubulações, válvula e etc. Totalizam 175 milhões. Quer dizer, esse valor já está ajustado pela Arsesp. Esse slide já foi apresentado antes pelo Antonio Luiz para mostrar onde estão alocados esses investimentos, essas redes novas e nos projetos que já estão em operação. Além dos investimentos em rede existem os investimentos não específicos, que também foram analisados pela Arsesp que são relacionados com informática, veículos, máquinas e ferramentas de comunicações. A análise da Arsesp conclui que são razoáveis e totalizam o valor de 4 milhões. Então, no total, os investimentos em Capex que vão alimentar o fluxo de caixa somam cerca de 180 milhões, no caso do valor ajustado pela Arsesp, o proposto pela concessionária é de 212 milhões.

Então o próximo parâmetro está relacionado com despesa operacional, o Opex, para o terceiro ciclo. Então, a análise da Arsesp do Opex proposto pela concessionária levou em conta os dados históricos da concessionária no período de 2005 – 2009, com projeção da despesa até maio de 2010. Também levou em consideração as despesas regulatórias estabelecidas pela Arsesp para o ciclo 2005 – 2010, e as despesas projetadas pela concessionária para o ciclo em análise. Então, a concessionária apresentou esses valores para a despesa operacional. Na tabela de cima apresenta o valor totalizando cerca de 160 milhões e esses 130 milhões referentes a outras despesas, mais contratos, as despesas estão abertas na tabela de baixo. É o mesmo valor só que com uma abertura maior. Então, após a análise a Arsesp realizou alguns ajustes em despesa operacional. No caso de conversão e adequação da rede interna, o valor não deve ser incluído no Opex. Para o caso de P0 a Arsesp eliminou esse valor. No caso de propaganda e publicidade, não foram contemplados pela Arsesp os itens de atividades promocionais, doações, patrocínio cultural e artístico e outros pilares. Com relação a gasto com contratos de assessoria tecnológica, a Arsesp considerou o valor de 4% do Opex que é critério similar adotado pelas outras concessionárias e as receitas irrecuperáveis ou inadimplência, a Arsesp considerou um custo de 0,3% do faturamento anual projetado.

Então, a primeira linha aqui dessa tabela apresenta o valor proposto pela concessionária, para os 5 anos e despesas operacionais, 159 milhões. As linhas abaixo representam os ajustes realizados pela Arsesp, totalizando um valor de Opex de cerca de 128 milhões. Além desse valor, na tabela de baixo, é adicionado o valor previsto para a taxa de fiscalização, pesquisa e desenvolvimento e os gastos com perdas de gás. Então, o total de Opex considerado pela Arsesp é de cerca de 145 milhões. Essas figuras apresentam o comportamento dos indicadores de Opex. No primeiro quadro a esquerda é o custo total por quilômetro de rede. Então, nas barras azuis são os valores históricos e as 5 seguintes são os previstos. Os indicadores previstos para o próximo ciclo, considerando já o Opex ajustado pela Arsesp. Na figura da direita o custo residencial do usuário e a debaixo o custo total por metro cúbico. E essa figura mostra o comportamento do indicador usuários por quilômetro de redes. Essa figura mostra o perfil de Opex, já ajustado pela Arsesp por natureza de gastos. O outro parâmetro é a base de remuneração regulatória, então no processo de revisão tarifária é necessário definir, ou determinar o valor da base de remuneração regulatória líquida ao início do terceiro ciclo tarifário. Então para isso tem que se partir da base de remuneração regulatória líquida ao início do segundo ciclo, atualizada pelo IGPM, somados os investimentos ajustados do segundo ciclo e deduzidas as depreciações e baixas regulatórias atualizadas pelo IGPM.

Então a BRR, Base de Remuneração Regulatória líquida foi calculada até maio de 2010 e expressa em reais em novembro de 2009, com investimentos estimados de janeiro a maio de 2010. Então, a base de remuneração regulatória ao início do segundo ciclo tarifário foi determinada a partir do valor do P0 aprovado na revisão tarifária anterior. Foram considerados investimentos aceitos no período de 2005 – 2010, deduzidas as baixas e as depreciações anuais. Todos os montantes foram ajustados pelo IGPM até novembro de 2009. As depreciações anuais foram calculadas aplicando as taxas médias

de vida útil de cada um dos grupos de ativos. E o valor obtido, considerando tudo isso, da base de remuneração regulatória líquida inicial do terceiro ciclo, com os investimentos e a depreciação até maio de 2010 é de 418 milhões, expressos em reais de novembro de 2009. Então, agora sim se calcula o P0, com todos os parâmetros, que são o mercado ajustado, o Opex, tudo a preços de novembro de 2009. O Opex ajustado, o Capex ajustado, utilizando a taxa de custo médio ponderado de capital de 9.56% e aplicando a redução da receita requerida pela não execução dos investimentos no segundo ciclo.

Então, o resultado obtido é de 0,2408 reais por metro cúbico do P0, também a reais de novembro de 2009. E esse valor corresponde a uma redução de cerca de 33% em relação ao P0 aprovado no segundo ciclo e atualizado até maio de 2009. Então, até a publicação, do dia 31 de maio de 2010, esse valor de P0 será ajustado após as considerações das contribuições dessa audiência pública e também deve ser atualizado pelo IGPM até abril de 2010. Então, aqui terminam os critérios e valores contidos na nota técnica 03/2010, referente ao valor inicial da margem máxima e agora, finalizando, a gente passa para o termo de ajuste K que está na nota técnica 05/2010 da Gás Natural São Paulo Sul.

Então a finalidade do termo de ajuste K é o controle das margens das concessionárias e se obtém pela diferença da margem máxima permitida e a margem obtida pela concessionária durante o período de aplicação. Aqui nós vamos tratar do segundo ciclo ainda. Então, a aplicação do termo de ajuste K é no ano seguinte ao ano analisado. E, no segundo ciclo, o termo de ajuste K pode ser negativo e positivo, só a partir do terceiro ciclo é que o termo de ajuste K será zero ou negativo. Então, o termo de ajuste K que está sendo apresentado agora, é composto de duas parcelas, a primeira parcela é referente ao que foi apurado entre a diferença da margem máxima aprovada e a margem obtida pela concessionária. Essa diferença foi calculada e se chegou ao calor de 51 milhões. E segundo a nota técnica da metodologia da revisão tarifária, a Arsesp distribuirá essa receita a compensar anualmente durante o terceiro ciclo. Então, o valor a ser compensado no primeiro ano do terceiro ciclo será de 10 milhões. A segunda parcela se refere ao termo de ajuste K que foi aplicado no terceiro e quarto ano do segundo ciclo e não foi recuperado todo o montante previsto. Então esse valor foi apurado e é de 9 milhões. Então, somando essas duas parcelas, que vão ser recuperadas no primeiro ano do terceiro ciclo e dividindo pelo volume previsto para o primeiro ano do terceiro ciclo o valor do termo de ajuste K é de 0,042545 reais por metro cúbico e deverá ser incluído em cada segmento tarifário e classes de consumo. Termo variável de cada segmento e classe da tabela tarifária. Então aqui tem a explicação da nota técnica 05/2010 sobre o valor do termo de ajuste K. Eu passo a palavra agora para a doutora Karla. Muito obrigada.

**MC** - Agradecemos então à Mercedes e ao Antonio Luiz que fizeram a apresentação e convidamos agora a apresentação da Gás Natural São Paulo Sul com 30 minutos para a apresentação. Farão essa apresentação os senhores Bruno Armbrust diretor-presidente, Armando Laudorio diretor-geral e Ernesto Coutsiere, assessor. Então, os três farão essa apresentação.

**Karla Bertocco Trindade-** Apenas um esclarecimento. Então, tendo em vista que a apresentação da Arsesp tomou 40 minutos a apresentação da Gás Natural poderá ser de até 40 minutos para a gente manter a mesma condição.

**Bruno Armbrust** – Bem, eu dou meu bom dia a todos e já iniciando, queria agradecer a extensão do nosso tempo. A nossa apresentação vai estar dividida em quatro blocos, eu vou falar especificamente da primeira, que fala sobre o grupo Gás Natural. Por que falar no grupo Gás Natural numa audiência da Gás Natural São Paulo Sul? Em primeiro lugar, porque nós passamos por uma grande transformação agora recentemente. Em 2009 foi a integração de um grupo elétrico que transformou o grupo num dos líderes mundiais do setor e verticalmente integrado em gás, energia e um grande operador de gás natural liquefeito. E por que também falar no grupo? Porque por trás da nossa atuação na Gás Natural São Paulo Sul, aportando tecnologia, experiência e uma série de outras questões, conhecimento e eficiência, está um grupo como esse. Que, em 2009, depois de sua integração, tem sua presença em 23 países, cerca de 20 mil funcionários, mais de 20 milhões de clientes em distribuição, uma capacidade instalada de geração de 18 mil megawatts e um ativo total de cerca de 45 bilhões de euros.

Bem, ele é um operador líder em *down stream*, daqueles, cerca, pouco mais de 20 milhões de clientes de gás e eletricidade, hoje está bastante equilibrado, quase 50% de gás, 50% de eletricidade. É um dos maiores operadores mundiais de se combinados, mais de 9 gigawatts de potência, que é basicamente a potência em ciclos combinados no Brasil e que somados também gerações hidroelétricas, nuclear, térmica, carvão e renovável, chega a 18 gigawatts que é mais ou menos 18% da potência instalada hoje no Brasil. É um líder no mercado de gás natural liquefeito, e hoje é o terceiro maior operador mundial em comercialização de GNL com 13 barcos por meio das sociedades Stream e da união Fenosa, três plantas de regaseificação, dois mais em projetos na Itália, duas plantas de liquefação, no Egito e em Omã, e dois projetos integrados em desenvolvimento. Esse mapa dá para identificar claramente qual é a ocupação geográfica hoje do grupo e as diferentes atividades nesses 23 países.

Entrando especificamente na nossa atividade aqui no Brasil, antes da gente passar para a questão da Gás Natural São Paulo Sul, hoje são 5 empresas no país. Tem a Gás Natural Brasil, uma empresa de serviços que opera basicamente para colaborar o crescimento do mercado, trabalha no mercado não regular e as 3 concessionárias, CEG e CEG Rio, no Rio de Janeiro e São Paulo Sul. Com base nos resultados da revista Exame, publicada em 2009, se agrupada o resultado dessas 4 sociedades, em operação, situada a Gás Natural do Brasil, a gente estaria entre os 100 maiores grupos no país próximo, mais ou menos, no que é o resultado da Comgás, a agrupação dos resultados dessas empresas. Então, presente em 6 estados, com a Gás Natural Serviços, mais de 800 mil e vendas que, em 2008, foram 19 milhões de metros cúbicos em 2009 caíram 11 milhões, por três razões: baixa regime de operação das térmicas, a própria questão da crise e também da competitividade do gás que atingiu alguns de nossos clientes.

No que se refere a questão da atividade da nossa companhia, empresa, que é a Gás Natural Serviços, ela opera um negócio de atividade não regulado, hoje em 86 postos

com estações de compressão, 3 bases de compressão GNC, como também 6 clientes de co-geração e climatização. Destacar que o trabalho de climatização foi iniciado pela Gás Natural com base na experiência lá na Espanha. A evolução nesses últimos 12 anos. Conseguimos 240 mil novos clientes. 2,6 bilhões de investimentos acumulados entre Rio e São Paulo que, somado ao custo da aquisição, no processo de privatização, chega a 4 bilhões. E aí alguns aspectos importantes. Eu destacaria 4 pilares importantes para o grupo, que é expandir, crescer com qualidade, com segurança e eficiência. E aí a gente destaca aspectos que são importantes, a chegada a 50 municípios, mais de 3.000km de rede, todo o aspecto de central de atendimento, ouvidoria para melhorar a qualidade de nossos serviços de atendimento. A questão da segurança também foi um investimento importante e no final, a eficiência. E esses 4 aspectos agrupados geram realmente um resultado que a gente acredita que pode crescer gerando uma modicidade tarifária importante para o mercado.

Bem, antes de entrar nos 10 anos da Gás Natural São Paulo Sul a gente tem um filme para passar.

## Filme

**Armando Laudorio** - Bom, a forte estrutura do nosso grupo Gás Natural Fenosa, nos dá bastante conforto para administrar a empresa da forma como vem sendo administrada. Um grupo que tem mais de 20 milhões de pontos de consumo como um todo dá realmente uma infraestrutura para nós tocarmos o dia-a-dia da Gás Natural São Paulo Sul. A nossa concessão, ela abrange 93 municípios ao sul do estado de São Paulo e, com 10 anos de atuação, a mais jovem empresa com exceção das duas centenárias em operação no país, já se tornou a terceira maior distribuidora do país em número de clientes e de infraestrutura de distribuição de rede. Desde o início das suas operações, a nossa empresa estima ter gerado, em conjunto com as empresas prestadoras de serviço na ordem de dois 2 mil empregos diretos e indiretos em toda a região. O primeiro ponto de fornecimento nosso foi em fevereiro de 2002 e hoje já atende 15 municípios, totalizando mais de 31 mil clientes no interior do estado de São Paulo. A nossa evolução do número de clientes está aí. Nós começamos a operação em 2000 com o início das obras de tubulação e, a partir de 2001 e 2002 já começamos a ter a quantidade de clientes chegando, no final de 2009, a 31.819 clientes abastecidos na região sul do estado de São Paulo. É o maior número de clientes abastecido por empresas *Green Field* no Brasil.

E temos um índice de satisfação desses clientes é da ordem de 82,4% o que é considerado bastante satisfatório. Além de tudo, nossos clientes se encontram não só nas indústrias com 198 indústrias já abastecidas, 31 postos de GNV, 857 pontos comerciais e também 30.733 residências. E faz com que isso mostre a socialização que a gente está procurando na utilização do gás de acordo com o plano de desestatização do estado, na época da sua privatização. Operamos hoje 1.288 km de rede e já investimos 909 milhões de reais, considerando aí os 533 milhões colocados na compra da empresa no ano de 2000. Então, desde o ano de 2000 começamos com uma ordem de investimentos e hoje estamos e hoje estamos com 909 milhões de investimentos e

com 1.288 km de rede já implantada e em operação. A nossa geração de caixa, versus investimento, para se ter uma ordem de grandeza econômica e financeira, a companhia investiu 909 milhões de reais, incluindo, eu repito os 533 milhões na sua compra e gerou até agora 272 milhões de reais de caixa.

Desconsiderando o valor da compra a gente está aí com um negócio na ordem de 370 milhões de investimentos feitos, contra uma geração de caixa de 272 milhões, que são 100 milhões a menos do que já foi investido. Portanto, a empresa expandiu e desenvolveu-se em todos os segmentos de mercado, apesar da baixa densidade demográfica, como já foi dito aqui pela própria Arsesp, nesta área da concessão, estamos crescendo acima da média brasileira no segmento residencial. A rede de distribuição é a maior do que todas as outras e a maior empresa em número de clientes excetuando as duas empresas centenárias em São Paulo e Rio de Janeiro sendo uma delas operada pelo nosso grupo. A empresa vem mostrando também, e de forma acentuada, sua vocação social e cultural através das parcerias com as prefeituras e os projetos de que participa. Isso ficou patente nos depoimentos colhidos juntos às prefeituras e a clientes de grande porte da nossa área de consumo. E fizemos tudo isso com uma satisfação dos níveis de nossos serviços juntos aos clientes, na ordem 82,4% o que realmente nos deixa muito satisfeitos e acima de tudo orgulhosos e orgulhosos pelo trabalho que vem sendo realizado, é isso que eu queria comentar aos senhores.

**Ernesto Coutiers** – Bom, eu vou falar da proposta para o plano de negócios da Gás Natural São Paulo Sul, indicando as principais características do plano, e os pontos com os quais a gente tem que impasse com a Arsesp. Nossa proposta pretende alcançar 49.140 clientes para maio de 2015. Essa proposta se passa no plano de negócios do terceiro ciclo, na expansão do mercado residencial. Aí, a gente vai passar a atender os 49.000 clientes, acumulando esses 1.000 clientes a mais do mercado residencial e o maior número de clientes no município de Sorocaba, cerca de 29.000 clientes, Itu e Votorantim, 2.000 clientes cada. Para a produção da demanda volumétrica a gente, para o mercado residencial e comercial, projetou um crescimento orgânico baseado nas altas e baixas históricas e um histórico médio de consumo que a gente já tem. No mercado industrial, como a demanda está concentrada principalmente em um grande industrial a gente identificou os industriais principais os de maior importância e fez uma análise individualizada. Para os restantes industriais, a gente optou pelo crescimento principalmente de forma orgânica e baseado na média de consumo deles. O mercado de GNV é um mercado que agora está bem ruim, para se falar, e também projetamos um comportamento orgânico com um crescimento baixo. Aí, não foi prevista demanda para o terceiro ciclo para co-geração, termelétrico, gás natural comprimido, matéria-prima, GNL e interrompível.

Também não foi considerado consumidores livres para o terceiro ciclo no nosso plano. Aí, com esse plano, projeta-se vender dois 1.354 metros cúbicos ao longo do terceiro ciclo, alcançando um patamar de 471 milhões de metros cúbicos/ano, chegando a maio de 2015, 462 milhões a 451 milhões. Para o Opex, nós estamos projetando cerca de 190 milhões para o terceiro ciclo regulatório. Sendo 157 sem a consideração das perdas, pesquisa e desenvolvimento, inadimplência, taxa de fiscalização e estações de transferência de custódia. Esse Opex, em nossa política para o ciclo, expandir

fortemente o cliente, apresenta um bom Opex para o cliente que dá 817 a 670 fazendo mais eficiente a companhia. Aí temos como se compõe o Opex e como é a sua evolução anual. Aí temos alguns pontos em diferença com a Arsesp e aí, o primeiro ponto que a gente acha bem importante falar é o reconhecimentos das instalações internas, a comercialização e a assistência técnica.

A gente sabe que a área de concessão da Gás Natural São Paulo Sul é *Green Field*. Essa *Green Field* tem duas características principais que os consumidores não têm instalações internas rápidas para o consumo com gás natural e também não têm cultura de gás natural. E aí, a Gás Natural São Paulo Sul tem que se fazer frente com dois focos fundamentais, fazer as instalações internas para que o cliente vir até o gás natural e fazer publicidade e propaganda para inserir a cultura de gás natural no cliente. A partir daí, a competitividade que a gente está procurando no terceiro ciclo nesse mercado residencial a gente vai, cada vez mais, chegando à massificação do gás natural. Essa massificação do gás natural leva a uma redução de custo fixo para o cliente e aí, para o outro ciclo, tem uma redução tarifária que melhore ainda mais a competitividade. Aí a gente tem um ciclo virtuoso. Esse ciclo virtuoso pode ser acelerado com muito investimento, muito posto de instalação interna e muita publicidade e propaganda. Aí a gente atinge importantes reduções. Aí a gente tem uma redução de 57% nas instalações internas e 3,4 milhões em publicidade e propaganda que a gente insiste que tem que ser reconhecido para desenvolver rapidamente, massificar o gás natural em São Paulo Sul.

Outro ponto que a gente tem uma diferencia com a Arsesp é nas perdas. As perdas, a Arsesp projeta um custo fixo ao longo de todo o período tarifário 0,52 reais por metro cúbico. E aí, a gente acha que a Arsesp está esquecendo de que se prevê uma subida desse custo de gás, tanto que a disponibilidade de gás contratado atualmente está limitada e a probabilidade dos contratos futuros de fornecimento de gás natural será analisada com base no único preço do gás natural para o território nacional em baixa. Mas também porque esse um olha indicadores como o NYMEX, Henry Hub, no futuro para os próximos anos e que se projeta ao DOE se olha que o custo do gás natural pode ser bem acima do projetado pela Arsesp. Outro componente, as perdas. É a perda reconhecida. A Arsesp está reconhecendo 0,5% e esse patamar é muito baixo de perda reconhecida. Por exemplo, outras distribuidoras no Brasil como Comgás e CEG são iguais ou maior a um por cento. Na revisão que se está fazendo na Argentina, o percentual reconhecido para gás natural BAN e Metrogas é 2%. Na Colômbia, em transporte de já é reconhecido 1%, na distribuição, 2,5%, uma diferença bem importante de 0,5%. No México essa porcentagem chega até 2%, no Uruguai, 1% e no Peru, na última revisão 2%. De 0,5% para um patamar de 2% é muito dinheiro que a gente aí está sendo injustamente qualificado se reconhecido esses custos da perda.

Aí a gente acrescenta a Capex. A Gás Natural São Paulo Sul pretende investir aproximadamente 212 milhões, principalmente no segundo e no terceiro ano do terceiro ciclo. Esses investimentos incluem 109 km de rede de distribuição de alta pressão de Laranjal Paulista até Botucatu. 18 km de rede de alta pressão para Itapetininga. 22 km quilômetros de rede de alta pressão para interligação entre os City Gates de Porto Feliz e Araçoiaba. Remanejamento do trecho de aço de 1,3 quilômetros de rede de alta pressão, no município de Sorocaba, para Implantação da Montadora Toyota, na área

cedida pela Prefeitura de Sorocaba. Construção de 18 quilômetros de polietileno para a expansão no município de Ibiúna, que são 8 milhões de reais. Olhem que o principal componente dos investimentos, o Capex, são as tubulações. O custo das tubulações foi reduzido pela Arsesp neste nosso plano de negócios e aí elas representam de 70% a 80% dos custos. Representam uma parte importante dos custos dos investimentos da distribuidora e o custo de aço se representam 70% a 80% dos custos da fabricação de tubulação. E aí, a gente acha, e não só a agente acha, por exemplo, essa referência que a gente tem da Reuters onde fala um funcionário da Usiminas, temos que no Brasil vai subir 23% o preço do aço. Só no Brasil.

Outro aspecto que a gente tem uma diferença com a Arsesp é o cálculo da base regulatória inicial. O cálculo da base regulatória inicial da Arsesp é feito de uma maneira, é feito de uma maneira de atrás para frente, feito a partir do P0 e esse P0 se recalcula com o plano de negócio do ano três do segundo ciclo como uma base regulatória inicial. Aí, não entendo como é o procedimento, não está na nota técnica regulatória como é o procedimento que se faz para calcular a base regulatória inicial para o segundo ciclo. Também não se identificam com a soma da totalidade dos investimentos no período de junho de 2004 até maio de 2005. Ou seja, não se identifica o montante investido na Gás Natural São Paulo Sul, de 65 milhões e sim um valor de 42 milhões. Essa diferença não está bem justificada no plano de negócio. E aí também não foi identificado a consolidação dos investimentos realizados no período de abril de 2005 e maio de 2005 na primeira revisão tarifária. E no cálculo da base inicial do terceiro ciclo da segunda revisão tarifária, um montante de 12 milhões. Além disso, as depreciações utilizadas do primeiro e do segundo ciclo são transportadas de maneira constante sem ter consideração dos diferentes componentes de ativos e esses ativos são todos depreciados por um mix. Isso não tem sentido, dado que a gente já forneceu os dados do SAP como tem ativo por ativo, como pode ser feito a depreciação.

Fazendo o cálculo feito, proposto na regulamentação para obter a base regulatória inicial, a gente obtém com os dados da nota técnica 3, 371 milhões de reais que isso tem 371 milhões e um líquido e capital de giro e não 335 milhões de reais, aí é uma diferença que a gente tem justificado como é, porque a gente pega todos os dados da nota técnica 3, também pega as depreciações da nota técnica 3 e não chega a esse valor que chega a Arsesp. Aí é uma diferença muito importante. Corrigindo essa diferença da base inicial e incorporado esses ativos que foram desconsiderados, nossa base inicial dá para 531 milhões em vez de 418 que foi o reconhecido pela Arsesp. Aí, no termo ajuste K, há uma diferença marginal que a gente já identificou que está nas considerações do plano projetado. Se eles consideram os dados da nota técnica São Paulo Sul 03/2003 do cálculo da margem máxima, nos volumes distribuídos informados nos investimentos da tabela de investimentos da Arsesp para o primeiro ano do terceiro ciclo tem um fator K de 0,136161. Diferente de 0,1314. Então, eu gostaria de dar uma olhadinha a mais nesse cálculo para arrumar essa diferença marginal.

Outro negócio que a Arsesp já identificou que vai fazer essa devolução do fator K em 5 anos. E essa devolução do fator K em 5 anos não é tão conveniente para a distribuidora, porque se você olha no jeito que se faz os investimentos, os principais investimentos se

fazem no segundo e terceiro ano. E esse fluxo de investimento é muito importante no início. A gente solicitaria a aplicação do ajuste K nesses 2 anos. Muito obrigado.

**Bruno Armbrust** - Como a gente ainda tem 8 minutos, eu queria só aproveitar, só para reafirmar, quer dizer, como o Ernesto comentou do círculo vicioso, não é. E lembrar que hoje, no Brasil, a gente está vivendo o mercado que a gente está vivendo de gás por decisões que se foram tomadas a mais de 10 anos. Que foi o Brasil – Bolívia, a construção das terminas e principalmente o sucesso das privatizações no Rio e em São Paulo que permitiram que o gás saísse da matriz energética, numa participação de 3% para 9%. Então, senhores diretores, a gente acredita que tem uma proposta bastante equilibrada visando o futuro, quer dizer, visando o crescimento e que esse crescimento vai realimentar dentro daquele círculo vicioso. Acreditamos que o profissionalismo e a competência que a Arsesp sempre demonstrou, o elevado critério que ele vai poder avaliar esses nossos comentários nas suas conclusões finais. Então eu queria agradecer e reafirmar que a gente tem plena confiança do projeto que a gente apresentou. Muito obrigado.

**MC** - Nós agradecemos então os representantes da Gás Natural São Paulo Sul e informo que, por decisão da presidente da audiência pública, tendo em vista o acréscimo de tempo concedido para as apresentações da Arsesp e da concessionária da Gás Natural São Paulo Sul, o tempo dos expositores será de até 10 minutos, mas poderá ser acrescido de mais 3 minutos de para aqueles que tiverem necessidade, totalizando então, 13 minutos. Neste momento informamos que temos 10 inscritos para este período e as inscrições estão encerradas, para o período da manhã. Convidamos então o primeiro inscrito, não havia confirmado a presença dele, mas não sei se está no auditório. Senhor Adriano Pires, do Centro Brasileiro de Infraestrutura. Então passamos para o próximo, senhor Artur Risso Neto, presidente do Sindgasista. E, na sequência, gostaríamos de convidar o senhor Dario Ariel Calderón, da Quantum Consultoria.

**Artur Risso Neto** - Bom dia a todos. Vou cumprimentar o doutor Aderbal, doutor Zevi, doutora Karla, doutor José Luiz. Cumprimentar também os trabalhadores da Gás Natural que estão aqui presentes. E a todos os demais, bom dia. Zevi, hoje eu não vou falar da tarifa social, mas, com certeza, na próxima revisão tarifária a gente vai falar da parceria entre estado concessionária, para viabilizar o gás natural para todo mundo. Mas hoje eu não vou falar. No relatório publicado pela Arsesp, primeiro eu queria parabenizar todos os trabalhadores pela nota técnica. Muito bem feita, dá uma visão muito grande para nós essa nota técnica. O relatório é muito claro que a Gás Natural São Paulo Sul não vem tocando os seus negócios como foi tirado do segundo ciclo. Ela não cumpriu as metas. Essas metas trazem consequências para os trabalhadores porque todas as nossas reivindicações são feitas sobre esse contato fechado. Inclusive PLR, as nossas reivindicações são feitas e os consumidores também forma prejudicados. Então, cabe a nós perguntar o seguinte, a região não foi atendida. Portanto, não basta para nós que só diminui. No próximo ciclo tarifário a margem dela. Porque, e se ela não cumprir no terceiro ciclo, quais serão as consequências para isso?

Esse é o primeiro ponto que foi identificado na nota técnica. O segundo ponto, é que em 10 anos de concessão da Gás Natural ela gerou 33 empregos, com 64 milhões de lucro,

agora de 2009. Ou seja, cada trabalhador gerou 2 milhões de lucro. Excelente negócio, ótimo negócio. Eu acho que nenhuma concessionária do mundo dá isso. Motivado por que isso? Pelo grande número de terceirização. Nós estamos questionando a terceirização no Ministério Público do Trabalho. Não é possível uma concessionária de serviço público passar as suas responsabilidades para terceiros. Vamos fazer uma conta. 33 trabalhadores. Se nós tirarmos a direção da empresa, os cargos de chefia e ficarmos no operacional, esse trabalhador vai trabalhar 24 horas por dia, 365 por ano. Eu acho que a Arsesp não pode aprovar um quadro de 33 funcionários. Não é possível trabalhar assim. Não é humano trabalhar assim. Por que se alguém controla as terceiras, e eu não vou fazer juízo de valor de terceiras, um parêntese. Todos conhecem qual é o posicionamento do sindicato sobre a precarização dos serviços. Como é feito isso? É só pegar nas empresas concessionárias e verificar quantas empresas elas fecharam. Eu não estou dizendo quantas empresas elas fecharam. E isso é para todas as empresas concessionárias. Se pegarmos só as concessionárias do estado de São Paulo, a Gás Natural é a que tem o menor quadro de trabalhadores. Não é possível continuar no terceiro ciclo dessa forma. Então, nós deixamos a seguinte pergunta, para encerrar. Eu queria deixar a seguinte pergunta para a Arsesp. Primeiro, se Gás Natural Sul vai ser multada por não ter cumprido as metas. Segundo, se ela não cumprir no terceiro ciclo. Quais serão as consequências disso? E gostaria que a Arsesp revisse a questão do quadro, porque nós temos uma discussão na Arsesp, há 10 anos, que o serviço de primeiro atendimento era atividade fim das empresas. Há dez anos nós colocamos que todo o serviço de emergência era feito por funcionário do quadro próprio e isso não vem sendo cumprido pela Gás Natural. Obrigado.

**MC** – Convidamos agora, para apresentar, o senhor Dario Ariel Calderón e já na sequência informar a participação do Gustavo Gonçalves Borges do Instituto Roberto Simonsen. O Dario é da Quantum Consultoria.

**Dario Ariel Calderón** – Bom dia, eu sou consultor da Quantum especialista em regulação de serviços público. Tenho uma apresentação. Embora esteja definido que o valor da taxa de custo de capital que é um fator muito importante na determinação da margem máxima, eu gostaria de falar do impacto que teria as variações dos parâmetros componentes da taxa de capital no valor final da margem máxima. Esta taxa é calculada segundo metodologias amplamente utilizadas na área das finanças. A Quantum considera que algum desses parâmetros, componente da taxa calculada pela Arsesp deveria ter outros valores. Os seguintes parâmetros apresentam diferenças entre o valor calculado pela Arsesp e aquele calculado pela Quantum. Essas são a taxa livre de risco, que é a relação entre o retorno das empresas do setor de distribuição de gás e o retorno do mercado, o prêmio por risco tamanho e a aplicação do risco cambial. Para nós, o mais importante e o que apresenta o maior valor é a taxa livre de risco. Tanto a Quantum quanto a Arsesp utilizam a metodologia de WACC. E consideram a taxa de referência do tesouro dos Estados Unidos como a taxa de referência para o seu cálculo. Mas, no enfoque financeiro diz que a melhor estimativa da taxa livre de risco para o futuro é a taxa presente.

E quanto ao prazo da taxa de referência, a Quantum considera que seria bom os 30 anos, que equivalente a duração dos ativos principais empresa. Com isso a taxa

resultante para janeiro de 2010, que foi a data da emissão do cálculo da taxa de custo de capital pela Arsesp ficaria, aproximadamente, em 4,5%. O enfoque regulatório. A diferença do enfoque financeiro considera que uma referência instantânea é volátil e que o correto seria usar a média de um prazo equivalente a um dos dois períodos tarifários, ou seja, 5 ou 10 anos. Também como eu já disse, utiliza a taxa de referência. No caso do cálculo feito pela Arsesp, para a Comgás, o resultado foi de 4,33. Utilizando esse critério na taxa da Gás Natural São Paulo Sul o valor da taxa ficaria, taxa livre de risco, ficaria em 4,13%". Então, o que fez a Arsesp para o cálculo da taxa de custo de capital da São Paulo Sul. Aceita como período utilizado os 5 ou 10 anos, mas na hora de fazer o cálculo, um período de só 13 meses dos quais a taxa do tesouro ficam em níveis muito baixos que dificilmente podem ser mantidos no tempo, nos próximos 5 anos que é a duração do próximo ciclo tarifário da São Paulo Sul. Consequência, a distribuidora foi penalizada com uma taxa livre de risco muito baixa de 3,24.

O que a Arsesp fez, além de não ter nenhum embasamento teórico, não é equitativo entre as distribuidoras. O que seria correto fazer então, utilizar para o cálculo da taxa livre de risco o mesmo critério que foi utilizado para a Comgás. Com este valor, a taxa livre seria incrementada em 0,89 pontos básicos percentuais. Eu gostaria também de comentar que para o cálculo da taxa livre de risco da outra terceira distribuidora de São Paulo a GBD, o período utilizado pela Arsesp foi de só 3 meses. Então, o próximo, parâmetro componente da taxa de custo de capital, oferta que a relação do retorno das empresas do setor distribuição e retorno do mercado. Historicamente os preços das empresas do setor ficaram baixos, porém no ano 2000 se observa um incremento importante do parâmetro. A gráfica apresenta a evolução do parâmetro neste período, caso de ajustar a tendência como uma função de para o valor projetado para o beta realavancado do terceiro ciclo ficaria por volta de 0,83. Ou seja, 0,12 superior ao proposto pela Arsesp. O terceiro parâmetro é o risco tamanho. A Arsesp, como a Quantum, considera correto utilizar um prêmio por risco tamanho da empresa, porém metodologicamente, a Quantum entende ser mais adequado avaliar o risco tamanho pela análise de rentabilidade das empresas distribuidoras de gás dos Estados Unidos.

**01:30:37** – Desagregadas pela sua capitalização em “quintins” a Gás Natural São Paulo Sul ficaria no primeiro “quintim” com uma rentabilidade média 8,94. A média ponderada das empresas do setor é de 7,16. Então, o prêmio pelo risco tamanho seria a diferença entre esses dois valores que ficaria em 1,78, 0,42 pontos percentuais maior do que o aprovado pela Arsesp. Finalmente, a aplicação do risco cambial. A Arsesp e a Quantum também não consideram reconhecer um corte, uma aplicação, uma taxa para o risco cambial, porque considera para que os riscos não sistemáticos não tem ferramentas no mercado para diversificar-lhes no tempo. Mas, a quantum considera que essas ferramentas, ou instrumentos financeiros, têm um custo que deve ser incorporado no Opex do plano de negócios. Finalmente podemos ver o impacto que tem esses parâmetros no valor final da margem máxima. Aqui vemos os valores propostos pela Arsesp e aqueles proposto pela Quantum. Então, o valor final, segundo o calculado pela Quantum, ficaria, para a margem máxima, em 0,2631 reais por metro cúbico, ou seja, quase 10% maior do que aprovado pela Arsesp. Muito obrigado pela atenção.

**MC** – Convidamos então para a próxima apresentação o senhor Gustavo Gonçalves Borges, do Instituto Roberto Simonse. E na sequência será chamado o senhor Roberto Moussallem de Andrade.

**Gustavo Gonçalves Borges** – Bom dia a todos. Eu estou representando o Instituto Roberto Simonse e a gente fez uma análise do volume previsto para o terceiro ciclo para a concessionária Gás Natural. Bom, em primeiro lugar a gente achou uma inconsistência em dados que foram publicados na nota técnica que se tem um mercado consolidado uma tabela que diz um valor, 315, só que se vocês olharem o gráfico tem um 360 e assim vai, um erro que é sistêmico. Então a gente decidiu fazer um estudo de qual o volume que foi utilizado pela Arsesp. Pegando os volumes distribuídos no segundo ciclo, a gente não tem o último dado que não foi publicado pela Arsesp. Mas a tabela de ajuste do volume de investimentos não realizados no segundo ciclo dá um VPL de um volume de 3 bilhões e 54 milhões. Então, calculando uma conta de chegada, a gente chega num valor de volume para o terceiro ciclo, provavelmente para o plano do segundo ciclo, provavelmente estimado em 541 milhões de metros cúbicos. De posse desse valor de volume previsto a gente fez uma simulação para ver o que foi realizado de volume e o que foi previsto pela Arsesp em relação ao terceiro ciclo, quer dizer, a gente tem uma queda de volume aqui de 16,8%, não se justifica. Qual é o motivo da queda de consumo? Bom, como os dados estavam meio estranhos lá a gente resolveu pegar os dados da ABEGÁS, que dá um dado por volume distribuído por área e comparar com os dados que foram publicados no plano de negócios da Gás Natural São Paulo Sul e também no plano de negócios aprovado pela Arsesp.

Então a gente tem aqui uma diferença de 1 milhão e 386 metros cúbicos/dia no final do segundo ciclo e começando o terceiro ciclo em um milhão, duzentos e sessenta e oito mil metros cúbicos/dia, que é uma diferença razoável. E aqui o volume projetado pela Arsesp, aprovado em cima do plano de negócios da Gás Natural tem uma queda de 1 milhão 386 para 1 milhão 234. A gente acha que o correto em uma previsão seria partir de um dado real e depois projetar o dado. Então, o que o instituto fez. A gente pegou os dados anualizados da ABEGÁS e colocou a taxa de crescimento aprovada pela Arsesp na nota técnica de 2,7% ao ano, chegamos a esse resultado aqui. Que dá um volume total projetado de 2 bilhões, 726 milhões. Bom, num outro cenário possível seria uma taxa de crescimento igual a uma taxa de crescimento do segundo ciclo com os dados da ABEGÁS que seria de 8,6% ao ano, que daria um volume total projetado de 3.240 bilhões de metros cúbicos.

Outro cenário talvez não tão possível, mas que é factível seria um aumento de 11,37 em relação ao volume calculado pela conta de chegada sobre o VPL de volume apresentado na nota técnica, que daria um volume projetado de 3 bilhões. Uma outra questão que a gente debateu lá também foi a questão do cálculo do P0. Nós analisamos as contas publicadas da nota técnica e analisamos, decompomos a fórmula do P0 e, P0 que é base de remuneração no ano zero, valor presente do ano cinco, enfim. E pegamos todos os valores que foram publicados, quer dizer, volume dentro daquela planilha que está lá na nota técnica, o P0 que foi publicado os investimentos do Capex a depreciação, o Opex e a base de remuneração no ano zero. Para achar a base de remuneração no ano cinco, a gente usou a fórmula de formação da base de remuneração que são os ativos

mais os investimentos, menos depreciações e baixas. Que seria esse total de ativos menos um capital de giro, 474 quatro milhões. E a gente fez a conta. Aqui estão os dados que foram retirados da tabela, e como valor de 0,2649 que não bate com o 0,2668.

Para a gente calcular qual seria o P0 em cima dos cenários que foram estudados, para não perder a fórmula a gente criou uma parcela X que é a diferença que dá o 0,2662. É uma parcela de ajuste que somado no numerador daria 0,2662. Então, para o cenário 1, que é o cenário Arsesp, a gente chegaria num P0 de 0,2308 utilizando a mesma taxa de crescimento que foi utilizada na nota técnica. No cenário 2 que é no cenário de segundo ciclo, volumes ABEGÁS, um P0 de 0,1960 e o outro que é um pouco maior de volumes em relação ao terceiro ciclo, segundo ciclo calculado, daria um P0 de 0,187017 sem a parcela de ajuste. Bom, era isso. Obrigado.

**MC** - Convidamos então o Sr. Roberto Moussallem de Andrade, Gerente do Departamento de Infraestrutura da FIESP e o próximo a apresentar, Sr. Carlos Antonio Cavalcanti.

**Roberto Moussallem de Andrade** - Bom dia a todos. Nós vamos falar aqui de investimentos da CAPEX, que é um elemento extremamente importante para nós avaliarmos não só a margem concedida, mas também fazer algumas reflexões sobre a própria modelagem que está sendo adotada no estado de São Paulo. Para a concessão de distribuição de gás natural.

Este quadro mostra o que já foi dito. Que a empresa tinha um plano de negócios, um investimento de R\$ 245 milhões programados para investimentos no segundo ciclo, uma meta mínima de R\$ 162 milhões, e só realizou R\$ 108 milhões. E é importante observar que para fazer um investimento de R\$ 245 milhões ela teve aqui um acréscimo de margem que foi dado como incentivo, ou como condição para manter o equilíbrio econômico financeiro para que ela pudesse realizar os R\$ 245 milhões. Mas ela sequer alcançou a meta mínima. E aí cabe aqui a pergunta. Por que isso aconteceu? O que levou a empresa a não cumprir sequer a metade do volume de investimento programado no plano de negócios. Eu acho que é uma reflexão importante porque leva a refletir o modelo de concessão, leva a refletir o papel da Arsesp e leva a refletir a condição que a empresa teve para fazer isso. Porque, no nosso entendimento, ela teve alguns benefícios ou desvantagens em realizar apenas os R\$ 108 milhões. E é isso o que nós vamos colocar aqui em discussão. Porque, na verdade, a empresa deixou de executar R\$ 137 milhões de investimento, que é a diferença dos 245 para os 108 – isso é um valor histórico –, mas ela recebeu uma receita adicional paga por todos os consumidores de sua área de concessão durante 5 anos para viabilizar esse investimento. Esse recurso entrou na empresa e a Arsesp na sua apresentação demonstrou que está tomando esse recurso no sexto ano, ou seja, no próximo ano de 2011. E a pergunta é a seguinte. Isso vai acarretar uma penalização na empresa por não ter cumprido suas metas, ou para a empresa foi mais negócio não ter investido e pagar esse recurso do que ter feito um esforço de R\$ 245 milhões e não pagar esse recurso? Na nossa simulação, chegamos à conclusão que essa margem adicional que pode ser considerada

como incentivo, na verdade teve um efeito contrário. Incentivou muito mais a empresa a não investir do que a investir, e nós vamos procurar mostrar essa colocação aqui com as informações que foram tiradas no plano de negócios.

Nós vemos aqui que 345 km de rede no segundo ciclo não foram construídos, ou seja, a empresa avançou bastante na rede secundária porque procurou adequar-se ao mercado e isso é muito natural e não investiu na rede primária que é o investimento que leva a conquistar novas áreas, novos mercados e novos municípios.

Esta tabela nós não entendemos, nós não conseguimos reproduzi-la. É a tabela que calcula os R\$ 46 milhões que será retornado no ano de 2011. Nós não conseguimos entender esse número e tivemos dificuldade em saber como o expurgo do mercado influenciou.

Então nós fizemos uma reconstrução com dados gerais da seguinte forma. Utilizamos o P0, que foi considerado para o investimento máximo do plano de negócios, o P0 com o ajuste para as metas mínimas, calculamos as diferenças e multiplicamos pelo volume total apresentado lá numa das tabelas do plano de negócios. Nós chegamos a um valor de R\$ 65 milhões. Ou seja, um valor superior aos 46,6 milhões. Eu quero dizer aqui que esse valor não está corrigido monetariamente, ele é um valor a preços correntes dos últimos 5 anos, e ainda assim, foi superior aos 46,6 milhões apresentado pela Arsesp. Outra coisa, esse número também corresponde apenas à diferença entre o investimento do plano de negócios e o investimento da meta mínima. Nós não enxergamos a devolução desse recurso correspondente à diferença da meta mínima para o que efetivamente foi realizado; isso nós não conseguimos enxergar no plano de negócios. Mas, de qualquer forma, é um valor muito superior aos R\$ 137 milhões que deixaram de ser investidos.

Vamos entrar agora no terceiro ciclo. No terceiro ciclo, nós chegamos a uma constatação interessante. Tivemos R\$ 137 milhões não realizados no segundo ciclo. Se nós corrigirmos isso com o (Office), vamos chegar a R\$ 180 milhões. Ou seja, é exatamente o que ela está programando para o próximo ciclo. Conclusão: no próximo ciclo, a empresa de forma prática, é claro que isso é aproximado, apenas realizaria o que ela teria de realizar no segundo ciclo. Ou seja, ela vai chegar daqui a cinco anos aonde deveria ter chegado hoje.

Aqui, em relação a metas físicas, ela tem um total de 485 km programados para investimentos... Eu não vou entrar nestas considerações aqui embaixo. Eu queria dizer que ela não realizou no segundo ciclo os 345 km, ou seja, se nós pegarmos a diferença, isso dá apenas 90 km. Ou seja, não vai haver expansão de serviços para os nossos consumidores nos próximos cinco anos; a empresa está efetivamente paralisada, ela não está com nenhuma política agressiva de conquistar novos mercados. E isso coincide também com a avaliação em relação à condição financeira. Aí é interessante fazer uma reflexão também. Nesse quadro nós já vimos alguma coisa similar anteriormente. Onde? No caso da Gás Brasileiro. É uma empresa também que tem uma área de concessão no interior, que tem as dificuldades de mercado, mercado pouco denso, mas que também não está com nenhuma política de ampliação de sua área de concessão. E isso

interessa ao Estado, isso interessa à comunidade, interessa aos consumidores porque, quando uma concessão é dada a uma empresa para explorar um serviço, é claro que se procura o equilíbrio econômico-financeiro da empresa, todo mundo quer que a empresa tenha lucro e que seja um bom negócio, mas quer também que esse negócio seja um elemento muito importante para dinamizar a economia da região onde ela está atuando. E para isso, ela tem que expandir o seu negócio. E nós não estamos enxergando isso no caso dessas duas áreas aqui das empresas de São Paulo.

O OPEX eu vou pular. Apenas queria registrar o seguinte. Enquanto ela realizou muito menos do seu plano de investimentos, ela ultrapassou a meta estabelecida para o OPEX. E aqui está a diferença ajustada do OPEX e da Arsesp. Aqui mostra que não houve evolução significativa no ciclo passado em termos de número de consumidores.

E aqui, um gráfico comparativo. Quando nós observamos o volume, nós tivemos a comparação entre o volume projetado e o volume realizado e o terceiro ciclo projetado. Hoje de manhã, os jornais anunciaram a previsão de crescimento econômico do Brasil para este ano entre 7% e 8%. Então, a expectativa de crescimento do Brasil nos próximos 5 anos é em torno de 5%. Nós sabemos quantos estudos realizados pela FIESP, de elasticidade de preços de gás natural com o PIB econômico, superior, ou seja, para cada 1 ponto do PIB o consumo de gás médio no estado cresce mais do que isso. Nós estamos em plena recuperação da atividade industrial, então, não vejo justificativa para praticamente não haver o crescimento significativo desse volume nos próximos cinco anos. Eu acho que isso tem que ser, e deve ser revisado pela Arsesp, dadas as condições que estão sendo agora previstas de crescimento da economia. E Sorocaba é uma região, e um município, que apresenta um índice de crescimento econômico superior à média do estado de São Paulo. Então, é uma coisa que precisa ser verificada. Aqui, a queda em relação aos investimentos e o OPEX, que a realização foi maior do que a projetada e a ARSESP recalculou para R\$ 144 milhões.

Então, esses eram os pontos que eu queria colocar, e eu acho que é muito importante refletir sobre dois pontos. O primeiro: esse ressarcimento de R\$ 46 milhões que vai ser feito no próximo ano, compensa efetivamente toda a diferença que não foi aplicada nos investimentos programados para o ciclo passado, e outras perguntas. É justo que esse recurso que foi pago pelos consumidores, e todos os consumidores, seja apenas recuperado a juros zero? Esse recurso que entrou na empresa e que não foi aplicado em investimentos, ele serviu de capital de giro para a empresa; capital de giro é o dinheiro mais caro que tem no mercado financeiro. Então, eu acho que o justo seria que esse ressarcimento fosse a um custo de dinheiro do mercado compatível pelo menos com o capital de giro. Porque se não a empresa faz o quê? Tem dificuldades de calço, não tem dinheiro para resolver os seus problemas. Diminui o investimento. E entra um recurso que ela sabe que vai devolver depois a juro zero. E é um dinheiro que vem do consumidor. Então essa é a primeira questão que eu vejo. A segunda questão é uma reflexão efetiva sobre o modelo de concessão. Eu sei que Isso é uma coisa complicada, mas isso é dinâmico, nós temos já 10 anos de concessão. Eu acho que alguns aperfeiçoamentos podem ser introduzidos e eu sei que a Arsesp está trabalhando intensamente nessa revisão do modelo, inclusive porque está assumindo agora a parte

de saneamento. É a oportunidade também de revisar a questão do gás natural. Para que o modelo e o próprio papel da ARSESP sejam também voltados para as questões do desenvolvimento econômico, do desenvolvimento regional, da dinamização da economia. Eu acho que é muito importante o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, a empresa tem que dar lucro, mas eu acho que essas questões têm que ser consideradas.

**MC** - A apresentação agora é do Sr. Carlos Antonio Cavalcanti, da CIESP, Diretor Titular do Departamento de Infraestrutura e já convidamos o próximo participante, Sr. Frederico Paixão Almeida.

**Carlos Antonio Cavalcanti** - Bom dia. Obrigado em primeiro lugar aos sorocabanos, aos munícipes de demais cidades da região por acolherem esses paulistanos que vieram aqui hoje comentar o caso da revisão tarifária da Gás Natural, meus cumprimentos à empresa pelo trabalho que vem realizando, meus cumprimentos à diretoria da Arsesp e a todos os que estão aqui presentes.

Eu quero salientar, como já foi falado aqui por outros que me antecederam, essa é a terceira revisão tarifária, ela fecha um ciclo das concessionárias de gás no estado de São Paulo. Começou em meados do ano passado com a COMGÁS fechando um ciclo de 5 anos, final do ano passado com a Gás Brasileiro e agora a Gás Natural. O que nós vemos aqui é uma situação de erro de modelo. Um erro de modelo porque várias coisas que a gente discute aqui não necessariamente teriam que ser assim. Mas vamos lá para trás um pouquinho. Estamos falando de ciclos de 10 anos; vamos entender aqui como cidadãos do Brasil e cidadãos do estado de São Paulo, e por que nós fomos fazer concessão de serviços para a iniciativa privada. Alguém se lembra? É porque o estado brasileiro, além de não ter a capacidade de investimento para disponibilizar todos os serviços que são necessários para uma vida confortável e digna da sua população, ele precisa estabelecer prioridades. É mais justo que o estado de São Paulo invista em canalização de gás ou é mais justo que o estado de São Paulo invista em hospitais? Em segurança pública e educação. Portanto, parece evidente que o modelo, a decisão política de concessionar o serviço está correta. Concessionar o serviço e chamar a iniciativa privada, a empresa privada para vir operar o serviço por um prazo determinado. No caso aqui das concessionárias de gás, 30 anos, renováveis por mais 30. Elas estão construindo um patrimônio que não é delas. Elas estão construindo um patrimônio que retorna a nós cidadãos do estado de São Paulo ao final da concessão. Elas têm uma vantagem, operam em regime de monopólio em uma determinada área. Porque quando vemos aqui representantes da empresa dizendo: "Você me cortou a verba de publicidade" Ninguém está dizendo que a empresa não possa fazer publicidade. O que se está dizendo é que nós consumidores não queremos pagar pela verba de publicidade na tarifa. Ninguém está dizendo que você não pode investir mais. O que nós estamos dizendo, por causa do modelo da estrutura tarifária, é que nós temos um modelo que está errado. E por que ele está errado? Porque tudo aquilo que foi apresentado como capacidade do grupo, e eu cumprimento o grupo e reconheço a grande capacidade pelo poderio econômico desse grupo econômico, como é o caso da ENE, que é o controlador da Gás Brasileiro; como é o caso da BG, que controla a COMGÁS; mas se os senhores cidadãos aqui, prestarem atenção neste modelo de estrutura tarifária, de que valeu nós

concessionarmos uma empresa deste tamanho a um grupo econômico deste tamanho de patrimônio de 45 bilhões de euros, esse serviço, se quem investe são eles? Qual é a capacidade deles? Eles não estão indo bater à porta do Bradesco ou do Santander para se endividarem; porque se eu quiser, como empresário privado, abrir uma quitanda, eu tenho que ir ao banco pegar dinheiro. O que faz esse modelo de estrutura tarifária com a população do estado de São Paulo? Vem aqui na Audiência Pública, discute um plano de negócios, discute uma nota técnica e diz qual o total de investimentos que está sendo aprovado. E o que começa a fazer? Aprova a tarifa. O plano de investimentos está lá na tarifa. E no mês que vem, quando for publicada a tarifa, e a gente pagar, cada um de nós, clientes dessa concessionária, bem como os clientes da COMGÁS e os clientes da Gás Brasileiro. Ao pagarmos as nossas contas de gás no banco estaremos pagando uma parte, uma fração minúscula do investimento que vai ser feito nos próximos 5 anos. Bem, se somos nós que pagamos a conta qual foi a vantagem de concessionar? – a vantagem eu já disse antes – é prioridade de governo. Cabe a iniciativa privada aqui. Sem dúvida nenhuma cabe a iniciativa privada. Mas cabe a iniciativa privada porque nós temos que usufruir da capacidade de alavancagem da iniciativa privada para investir. Nós não estamos fazendo isso. Eles são simplesmente arrecadadores de tarifas da população e reinvestem depois que a população de São Paulo paga a conta. Isso tem que ser mudado. Isso é um modelo absurdo. É um modelo que penaliza a população e não traz vantagem nenhuma para a população. E diante do que estamos aqui nesta revisão de ciclo tarifário, há uma diferença de R\$ 150 milhões, se não me engano, de dinheiro que nós pagamos – não eu, porque eu não moro nessa região e não sou cliente dessa concessionária. Mas quem mora e é cliente dessa concessionária, pagou, nos últimos 5 anos, para que ela fizesse o investimento previsto, aprovado pela ARSESP, e que foi para a tarifa. Mas a concessionária, por alguma razão que ela não explicou, e que a ARSESP não explicou, não investiu. Ela recebeu, pôs no caixa o dinheiro, usou esse dinheiro não sei para quê, isso não está claro, não foi esclarecido; a ARSESP também não esclareceu. E agora a Arsesp vem com o número de R\$ 46 milhões para devolver ao consumidor. Não vai passar. Você sabe que não vai passar. Dessa forma não vai passar. E nós vamos entrar em outro conflito porque é a minha obrigação como diretor da FIESP e do CIESP vir aqui defender a base de consumidores do estado. Eu vou passar minha apresentação. Isto aqui é nota técnica junto com planos de investimentos, isto é tudo o que temos que estudar para vir e falar aqui na Audiência Pública. Aqui na página 73, que fique registrado para a Arsesp responder, a previsão de queda da receita, desse dinheiro que vai ser devolvido ainda nos R\$ 46 milhões como quer a ARSESP. Como vai acontecer? Quando começará? Agora em junho de 2010? Não. Em junho de 2011? Não. Em junho de 2012 que se começará a devolver o dinheiro dos últimos 5 anos. Também gostaria de ver isso respondido. Mas vou falar da minha apresentação, que fala sobre isso.

O primeiro quadro mostra o que eu gostaria de ter visto aqui. 80 prefeitos, dezenas ou centenas de vereadores, deputados estaduais, federais, candidatos ao Senado, senadores, para perguntarem para a Gás Natural e para a Arsesp: "Quando o gás vai chegar aqui no branco?" A situação aqui é de 16% dos municípios atendidos na base de concessão, 10 anos depois, 16%. Está passando por debaixo da nossa perna. Esta região aqui é pior, é da Gás Brasileiro. 12 municípios, uma base de concessão de 375. 12 municípios atendidos numa base de concessão de 375 municípios do estado. Mas vai

fazer mais nos próximos 5 anos. Mais 4. Nos próximos 5 anos. O mesmo número que a Gás Natural está falando de fazer aqui na sua base de concessão de 93 municípios. Eu não fiz uma conta para Gás Boliviano. São 210 para atender aos 375. 210. Então vamos à conta.

Isso é o cálculo que não tem explicação nenhuma na nota técnica da ARSESP. Ela chega aqui e calcula, apesar de a diferença de investimento ter sido clara, e de estes números estarem claramente apontados, seja na nota técnica do segundo ciclo como nessa nota técnica do terceiro ciclo, ela estranhamente vai glosar os investimentos que não foram feitos, pelo valor dos investimentos que não foram feitos. E chega a uma conta de 46. Ela precisa explicar isso para a gente. Ela não explicou isso hoje. Mas nós resolvemos fazer as nossas contas porque é a nossa obrigação.

Está aqui o CAPEX previsto e o CAPEX realizado no segundo ciclo – 2005, 2006, 2007 – e assim por diante; e tudo isto aqui, não vamos esquecer, são valores dos anos de 2005, que em algum lugar ou em alguma sala talvez em Sorocaba ou em São Paulo, não sei onde foi feita a Audiência Pública, em 2005 uma audiência foi feita. Estou falando de valores projetados lá em 2005. Nós buscamos, a FIESP e o CIESP buscaram trazer ao valor de 2005 o CAPEX previsto. E em que taxa? A taxa de WACC que está prevista na remuneração da base da concessionária. Então, nós trouxemos o valor que de 244 em dinheiro de abril / 2005 são R\$ 190 milhões. Para compararmos alhos com alhos e não alhos com bugalhos. O realizado foi 107. Pelo mesmo critério de cálculo, 84. Há uma diferença que vocês, clientes da Gás Natural, pagaram a mais ao longo desses últimos cinco anos, que foi para o caixa da empresa, de R\$ 105 milhões em dinheiro de abril de 2005.

Precisamos corrigir esse dinheiro. A base de aplicação não pode ser o volume previsto. Tem que ser o volume realizado. Feita essa conta, o que era R\$ 105 milhões, baixa. Vai para R\$ 102 milhões em dinheiro de 2005. Que agora vamos trazer para 2010.

Estamos falando em R\$ 170 milhões de apropriação do dinheiro do consumidor que foi feito pela concessionária e que a ARSESP está falando em R\$ 46 milhões. Mas tem mais. A gente que pagou. Pagou onde? Lá na conta no banco. E isso gerou PIS, COFINS e ICMS. Isso foi para a base, foi apara a tarifa, e em cima disso foram calculados os impostos.

17 milhões de PIS e COFINS, calculando só 12 de base industrial porque no consumidor residencial e 18 ICMS. Mas vamos simplificar a conta aqui hoje? 25 milhões de ICMS. Total: eu vim buscar aqui hoje um cheque, em nome dos consumidores industriais do estado de São Paulo, de R\$ 213.190,20 em valores de abril de 2010. Falta corrigir até o mês efetivo.

Isso vai dar um cálculo de P0. Calculando o P0 resulta num valor de P0 único possível só considerando a devolução necessária de se fazer para o consumidor de R\$ 0,07 por metro cúbico. Nós gostaríamos que a ARSESP desse os esclarecimentos necessários, que ela corrigisse as confusões que fez técnicas e metodológicas, a respeito de volume. Não é uma discussão de projeção econômica, o volume é o divisor da fórmula da tarifa.

Quanto maior o volume menor a tarifa, quanto menor o volume maior a tarifa; e, realmente, projetar para os próximos cinco anos 1,1 de crescimento no fornecimento de gás como faz a concessionária 2,4 como engole a ARSESP, é querer brincar com a seriedade de todos nós. Obrigado.

**MC** - Convidamos agora à apresentação, o Sr. Frederico Paixão Almeida, especialista em energia térmica, da ABRACE, e já anunciamos o próximo apresentador, o Sr. Augusto Salomon.

**Frederico Paixão Almeida** - Bom dia a todos. Eu gostaria primeiramente de parabenizar a ARSESP por esse processo, pelos trabalhos realizados. Quem dera a indústria tivesse a possibilidade de estar discutindo o processo de revisão tarifária nos demais estados. Então, eu gostaria de parabenizar a ARSESP por esse processo e pelos trabalhos realizados.

Vamos apresentar aqui algumas contribuições da ABRACE para a avaliação da agência reguladora.

Primeiro, nós demonstramos aqui... Vamos falar das vindas que estão sendo projetadas de gás. A proposta da Gás Natural São Paulo Sul é de um crescimento em torno de 0,6% ao ano e a proposta da ARSESP foi de um crescimento de 2,63% Neste gráfico aqui, nós ainda não temos a informação de abril e maio de 2010, mas fizemos uma projeção, que para o quinto ano do segundo ciclo a previsão é de um fechamento de mais de 500 milhões de metros cúbicos por dia. É um crescimento no segundo ano desse segundo ciclo em torno de 8,9%.

Aqui nós verificamos na proposta da ARSESP para 2010 e 2011, tanto da ARSESP quanto da Gás Natural São Paulo Sul, que está bem abaixo do volume que foi realizado, a previsão do volume a ser realizado para o último ciclo. No último ciclo a previsão é de mais de 500 milhões de metros cúbicos por dia, e a ARSESP está propondo em torno de menos de 450 milhões de metros cúbicos por dia. Então, a proposta da ABRACE é que seja utilizado o crescimento histórico de 9% ao ano. Achamos que é possível realizar esse crescimento. No ciclo passado foi realizado esse crescimento de 9% sem que tivessem sido realizados os investimentos. Os investimentos ficaram abaixo; e já que esses investimentos vão ser feitos no próximo ciclo, acreditamos que o crescimento do volume é possível.

Vamos falar um pouquinho do CAPEX. No quadro acima está a proposta da Gás Natural com custos na construção de tubulações e, na tabela baixa, a proposta da ARSESP. Nós conseguimos levantar de 2012 a 2013 o custo para as tubulações de polietileno de R\$ 597,00 por metro. Vinha em torno de R\$ 60,00 por metro, e quando chegou em 2012 deu um pulo para R\$ 597,00. Então, gostaríamos que a ARSESP verificasse o porquê da agência reduziu o valor proposto pela distribuidora, mas a distorção no ano continuou.

Aqui nós verificamos no primeiro gráfico, o custo histórico internacional da construção de aço que foi em torno de R\$ 400,00 por metro. E no gráfico à direita, o de polietileno que foi em torno de R\$ 110,00 por metro.

Então, a proposta da ABRACE é que a ARSESP considere esses valores históricos internacionais para o terceiro ciclo.

Aqui é outro ponto importante. Está previsto e foi aprovado pela agência reguladora um custo de comercialização para a Gás Natural São Paulo Sul equivalente a 38% do custo total para o terceiro ciclo. Se formos analisar com os valores aprovados pela COMGÁS, o valor aprovado pela ARSESP foi de 15% do custo total. Para a Gás Natural São Paulo Sul está sendo aprovado 38% de custo total. Se formos analisar ainda com outras distribuidoras de energia elétrica da área aqui, o custo de participação da comercialização total da Gás natural São Paulo Sul está bastante elevado.

Aqui transformamos esses custos em reais por cliente. Em vermelho, acima, são valores que foram aprovados pela ARSESP para a Gás Natural São Paulo Sul, R\$ 277,00 por cliente. Se formos analisar o da COMGÁS, R\$ 85,57 por cliente. Então, a proposta da ABRACE é que esses custos com comercialização representem 15% do custo total previsto para a concessionária. Aqui são somente os valores.

Indicadores de Eficiência. Foi amostrado na apresentação da ARSESP os indicadores da distribuição. Na opinião da ABRACE esses indicadores devem ser de eficiência, ou seja, devem reduzir a cada ano e não aumentar como está sendo proposto pela ARSESP.

Então, a proposta da ABRACE é que esses indicadores de eficiência estejam em uma curva decrescente.

Aqui é só para verificar nesses itens aqui do OPEX, tem dois itens com o mesmo nome. Gestão de Cobrança e Gestão de Cobrança. E com valores diferentes. Então, só para checar.

Bom, Custo com Autorização. A proposta da ARSESP é, nesta terceira coluna, que seja um custo de 0,94 R\$/mil m<sup>3</sup> para a Gás Natural São Paulo Sul. O valor aprovado para a COMGÁS foi de 0,46 R\$/mil m<sup>3</sup>. Então há diferença no que foi aprovado pela ARSESP para a Gás Natural do que foi aprovado para a COMGÁS. **(Falha no áudio)... 20% \*\*\*\*** O volume que foi projetado da distribuidora aumentou. Então, a nossa proposta é que no cálculo da COMGÁS utilizado do P0 regulatório que foi aprovado, que é o 0,2062 e não o 0,2986. É isso, muito obrigado.

**MC** - Convidamos então, a manifestação do Sr. Augusto Salomon, Secretário Executivo da ABEGÁS, e a próxima convidada para a apresentação, a Sra. Camila Vieira da prefeitura de Avaré.

**Augusto Salomon** - Bom dia a todos, meu nome é Augusto Salomon, eu estou representando a ABEGÁS. A apresentação vai ser relativamente rápida, mas eu gostaria de passar um pouco sobre os investimentos e como está a situação hoje na Gás Natural São Paulo Sul frente às Distribuidoras do Brasil.

Nós fizemos um “raio-X” da região e das outras distribuidoras, quer dizer, nós temos aí o “raio-X” da extensão de 53.000 km, mais ou menos, 21% do estado, uma população de 2,5 milhões de habitantes, número de indústrias aproximadamente 6 mil indústrias, número de residências 670 mil aproximadamente, o consumo de energia no setor industrial de 5,7 milhões de megawatts. As premissas que estamos utilizando no gráfico, para apresentar rapidamente, são dados referentes a março compilados pela associação. Nós tiramos a COMGÁS e a CEG justamente pelo tempo de vida de cada uma dessas duas concessionárias – empresas centenárias – e, como parâmetros, foram consideradas apenas as companhias com mais de 200 clientes com redes superiores a 200 quilômetros.

Aqui, nós notamos o seguinte. Das companhias Green Field daquelas que já estão operando, a São Paulo Sul representa hoje o maior número de clientes, isto é, já tem 31.814 consumidores, maior do que a CEG, BR Espírito Santo Algás e as demais concorrentes.

Extensão de Rede. Nós temos hoje a São Paulo Sul com 1.293 km de rede, uma companhia que investiu pesadamente na expansão da rede, mesmo tendo um mercado de gás nesses últimos anos retroagindo a volumes comercializados a 2004; isso mostra claramente uma falta de compatibilidade de preços na aquisição do produto, o que dificultou bastante não só o caso da São Paulo Sul, mas todas as outras companhias no seu investimento na expansão de rede.

Aqui nós fizemos uma comparação volume x rede e notamos que o volume comercializado pela São Paulo Sul frente ao seu investimento de rede foi muito compatível, ou seja, não tem distorções de ter uma rede pequena com altos volumes comercializados, o que mostra também a capitalização da rede da São Paulo Sul.

Volumes por Cliente também traz um pouco essa radiografia, ou seja, temos hoje a São Paulo Sul com o maior volume por km, o que mostra claramente a capitalização dela em relação ao atendimento aos clientes em uma forma total.

E aqui, o último slide mostra também a questão do volume por cliente, quer dizer, o volume por cliente na São Paulo Sul é muito baixo. O que mostra claramente a expansão que nós temos dessa rede. A gente entende que quanto mais redes se fizerem, melhor fica. Não há dúvida quanto a isso, quanto mais clientes nós atendermos muito melhor; temos sempre que estar preservando a modicidade dessa tarifa. Porque infelizmente hoje, essa questão da competitividade vem impactando muito nos investimentos das companhias de gás como um todo em todo o país. Então era isso, obrigado.

**MC** - Convidamos então, a Sra. Camila Vieira, Secretária da Indústria e Comercio de Avaré. E o próximo, o Sr. Rodrigo Rocha, também de Avaré.

**Camila Vieira** - Bom dia a todos. Quero parabenizar a todos que fizeram a palestra, acho que ficou muito clara a importância do gás natural. Quero agradecer ao Dr. Zevi Kann que sempre nos atende com muita atenção, está sempre de portas abertas para ouvir nossa reivindicação. Estou, em nome do prefeito municipal de Avaré, Rogério

Barchetti. Estou falando em nome do prefeito, e como Secretária da Indústria e Comércio, Ciência e Tecnologia do nosso município. Estou aqui com a Secretaria do Turismo, pois Avaré é uma instância turística; e nós estamos a um bom tempo reivindicando gás para a nossa cidade. Acho que nas apresentações, ficou muito claro que a cidade que não possui o gás tem prejuízo no seu desenvolvimento econômico. E, pelo que verifiquei, realmente a concessionária não incluiu Avaré na instalação do Gás. Então eu estou aqui para reivindicar novamente a instalação do gás em Avaré. Nós somos um polo de 7 municípios ao redor. Dá mais ou menos um número de 500 mil habitantes o total de Avaré com esses 7 municípios. Então, a vinda do gás vai ser muito benéfica para o desenvolvimento da nossa cidade, somos uma instância turística, e para nós é muito importante que seja reavaliado. Eu agradeço, o Rodrigo está em nome de todos os empresários da região e de Avaré para mais tecnicamente falar da importância desse gás para o nosso município. Muito obrigada.

**Rodrigo Rocha** - Então, convidamos o Sr. Rodrigo Rocha, diretor da Indústria Pisos de Avaré que fará a última exposição.

Bom dia a todos. Nós somos de Avaré, estamos aqui pleiteando mais uma vez o gasoduto para essa concessionária Gás Natural São Paulo Sul. Não é a primeira vez que reivindicamos isso; não fomos atendidos até hoje pela concessionária. Fomos atendidos pelo GNC na época, há muito tempo. Mas houve desequilíbrio econômico. Não suportamos o custo alto do gás, e estamos aqui de novo pensando em reivindicar o gás para a nossa cidade de Avaré. Não para a nossa indústria, mas também para o município e para toda uma região que necessita, para desenvolver economicamente um setor que é sul do estado de São Paulo e importante para o nosso país. E espero, que a concessionária, junto com a ARSESP reveja o nosso município e bote nessa pauta de negócios para que seja atendida essa nossa reivindicação. É só isso, obrigado.

**MC** - Bom, as apresentações estão encerradas e nós convidamos os membros da mesa que queiram fazer uso da palavra coma para as considerações finais.

**Zevi Kann** - Bom dia a todos. Na ausência do Dr. Hugo, que por motivos mais que justificados teve de sair; quero fazer umas pequenas considerações sobre o andamento da audiência, em particular sobre a questão de Avaré que sempre procuramos formas de buscar uma solução para o atendimento da cidade. As dificuldades estão realmente na distância que da rede, hoje em dia a rede está a cerca de 200 quilômetros e logicamente você estender 200 quilômetros de rede são cerca de R\$ 150 milhões. O que com um consumo atual da ordem de 1 milhão por mês é muito difícil. Se houvesse consumidores-âncora, e aí a importância das exposições aqui, e a gente fala da questão da competitividade do gás. Quando o gás é competitivo surgem consumidores-âncora. Quando o gás tem um preço, que não é determinado por nós, mas sim pela Petrobras, e que está 3 a 4 vezes o preço do mercado internacional; se ele estivesse no preço de mercado internacional, teríamos condições de outros empreendimentos se instalarem, da indústria. A ABRACE sabe muito bem disso e luta junto conosco para baixar esse preço do gás. Não havendo essa competição, com esta margem estabelecida aqui na revisão de 0,24 e que está sendo reivindicada até que seja de 019, calculando os metros cúbicos que são consumidos fica longe ainda de se chegar a uma equação econômico-

financeira que venha viabilizar. Houve um slide aqui apresentado pelo Antonio Luiz exatamente sobre o caso de Avaré, mostrando essa dificuldade de viabilizar. Então, o que a gente tem a comentar, é o seguinte. Nós estamos buscando todos os instrumentos regulatórios, mesmo fora da revisão tarifária, que permitam esse tipo de expansão. Uma delas é essa extensão a partir da área da Gás Brasileiro, que pode ajudar de alguma forma nessa divisão de custos. Outra forma, também regulatória, é que a possibilidade de ter uma tarifa um pouco mais alta durante um certo número de anos para que haja um ressarcimento da parte não viável do empreendimento. Esse é o modelo que vamos tentar agora explorar até o dia 31 de maio. Então vamos ver se é possível uma equação que, conforme as reuniões que tivemos se houvesse uma participação de terceiros não teria nenhuma dúvida sobre essa questão. Então vamos tentar achar uma equação até o final do mês para ver se é possível essa inclusão.

E um comentário geral também, é que algumas questões colocadas na Audiência Pública realmente ou eram comentários ou eram institucionais ou eram temas que já foram discutidos na metodologia. Boa parte dos assuntos, as pessoas pegaram a nota técnica atual e esqueceram-se da nota técnica de 2009 quando foi definida toda a metodologia. E lá, por exemplo, só sobre esse assunto de recuperação dos custos de investimento não realizado no segundo ciclo tem pelo menos 30 páginas explicando essa metodologia com todo o rigor matemático absoluto existente. E um dos princípios da economia é que investimento nenhum se recupera em 5 anos. Quando é proposto um investimento para o próximo ciclo de 120, 150 e 180 milhões é colocada uma depreciação sobre os ativos, e somente o valor depreciado é recuperado pela concessionária naqueles 5 anos. Senão, a depreciação seria de 20% ao ano. Isso é um princípio básico da economia que tem que ser considerado nesses cálculos. Então, o investimento não realizado não quer dizer que ele foi recuperado e está naquela tarifa com esse prazo de 5 anos. Ele está com um prazo de 30 anos em geral. É o prazo típico de uma recuperação de investimento. E os volumes também ao não serem investidos, aqueles volumes também não foram realizados. Então, a concessionária não se apropriou de valores de volumes virtuais. Mas só daqueles volumes reais. E não realizando investimentos, logicamente não tem como recuperar. Então essa metodologia é matemática e está absolutamente clara, e eu queria que todos se reportassem àquela nota técnica da metodologia que está sendo esquecida nessa etapa da revisão tarifária onde todos esses esclarecimentos existem. Então o valor do cheque realmente é os valores aqui calculados e apresentados basicamente pela Mercedes na sua metodologia com o critério baseado na nota técnica. Bom, logicamente todas as questões da Audiência Pública colocadas aqui serão de forma calma e equilibrada, respondidas adequadamente, corrigindo as distorções aqui, muitas vezes extrapoladas. Muito obrigado.

**Karla Bertocco Trindade** - Em nome da diretoria da ARSESP queria agradecer a presença de todos, agradecer pelas colaborações; dizer que todo esse material, tanto a nossa apresentação como a da concessionária e a de todos os expositores que aqui estiveram fazendo as suas contribuições hoje serão colocadas no nosso site, como de costume. Agradecer as contribuições que foram feitas, as mais elogiosas, as mais críticas, as mais efusivas. E dizer que aguardo vocês então a partir das 14h30 para a continuação desta audiência. Obrigada e até mais.