

NOTA TÉCNICA Nº 1-GB

CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA DA GÁS BRASILEIRO

julho 2004

ÍNDICE

1.	OBJETIVO	1
2.	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA.....	2
2.1	INTRODUÇÃO	2
2.2	CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX).....	3
2.2.1	<i>Conclusão da Análise das informações históricas e do Plano de Negócios da Concessionária</i>	4
2.2.2	<i>Proposta da CSPE</i>	4
2.3	INVESTIMENTOS (CAPEX) PREVISTOS NO PLANO DE NEGÓCIOS APRESENTADO PELA GB	4
2.3.1	<i>Avaliação do mercado de vendas previsto no Plano de Negócios para o segundo ciclo tarifário e quantidades físicas dos investimentos associadas.....</i>	5
2.3.2	<i>Avaliação dos preços considerados para os investimentos previstos no Plano de Negócios.....</i>	5
2.3.3	<i>Avaliação do Cronograma de investimentos previstos no Plano de Negócios</i>	6
2.3.4	<i>Plano de Negócios considerado no Fluxo de Caixa Descontado</i>	6
2.3.5	<i>Plano de Metas Mínimas considerado no Fluxo de Caixa Descontado...</i>	7
2.4	REMUNERAÇÃO SOBRE O CAPITAL INVESTIDO E DO CAPITAL INVESTIDO	7
2.4.1	<i>Determinação da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) em 30 de setembro de 2004.....</i>	7
2.5	CÁLCULO DO PARÂMETRO P_0 (VALOR INICIAL DA MARGEM MÁXIMA) PELA APLICAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO (ITEM 3.6 DA NT1)	8
2.6	CÁLCULO DO VALOR EQUIVALENTE À MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO (MD), VIGENTE NO PERÍODO IMEDIATAMENTE ANTERIOR AO DA DATA DE APLICAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA	9
2.7	A PROPOSTA DA CSPE DO VALOR DA MARGEM MÁXIMA INICIAL (P_0) PARA O SEGUNDO CICLO TARIFÁRIO DA GÁS BRASILEIRO DISTRIBUIDORA	10
ANEXO I – DETERMINAÇÃO DO VALOR REGULATÓRIO DO CUSTO DE CAPITAL PARA O SEGUNDO CICLO TARIFÁRIO DA GÁS BRASILEIRO DISTRIBUIDORA		12
I.1	INTRODUÇÃO.....	12
I.2	AVALIAÇÃO DAS VARIAÇÕES DOS VALORES DOS PARÂMETROS DETERMINADOS PELO CAPM/WACC NO PERÍODO SETEMBRO 2003 – JUNHO 2004.....	12
I.3	CONSIDERAÇÃO REGULATÓRIA DO “EFEITO TAMANHO”	13
I.4	DETALHAMENTO DO CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL	15
I.4.1	<i>Resultados obtidos: Estimativa do custo de capital próprio (k_e).....</i>	15
I.4.2	<i>Resultados obtidos: Estimativa do custo do capital de terceiros (k_d).....</i>	17
I.4.3	<i>Estrutura de capital. Determinação do w_d.....</i>	17
I.4.4	<i>Determinação do Custo Nominal Médio de Capital (WACC) e Conversão em Termos Reais</i>	18
ANEXO II - ANÁLISE E AVALIAÇÃO DOS VALORES DOS CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS		21

II.1 INTRODUÇÃO	21
II.2 METODOLOGIA.....	21
II.3 INFORMAÇÃO HISTÓRICA	21
II.4 INFORMAÇÃO DO PLANO DE NEGÓCIOS.....	23
II.5 ANÁLISE DA INFORMAÇÃO DO PLANO DE NEGÓCIOS	26
II.6 PROPOSTA DA CSPE	28
ANEXO III - ANÁLISE E AVALIAÇÃO DO PLANO DE INVESTIMENTOS (CAPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS	29
III.1 METODOLOGIA APLICADA	29
III.2 INFORMAÇÃO HISTÓRICA.....	29
III.3 INFORMAÇÃO DO PLANO DE NEGÓCIOS	30
III.4 REFERÊNCIAS DE MERCADO	32
III.5 COMPARAÇÕES DE PREÇOS	33
III.6 PROPOSTA DA CSPE	34
ANEXO IV: BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA EM 30 DE SETEMBRO DE 2004.....	35
ANEXO V – DETALHAMENTO CÁLCULO DO P_0 PELO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO – PLANO DE NEGÓCIOS	36
ANEXO VI – DETALHAMENTO CÁLCULO DO P_0 PELO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO – PLANO DE METAS MÍNIMAS	37
ANEXO VII – DETALHAMENTO CÁLCULO DO VALOR EQUIVALENTE À MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO (MD) VIGENTE NO PERÍODO IMEDIATAMENTE ANTERIOR AO DA DATA DE APLICAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA	38
ANEXO VIII – ANÁLISE DO MERCADO PROPOSTO NO PN	39

1. OBJETIVO

Em continuidade ao processo de Revisão Tarifária estabelecido pelas Portarias CSPE Nº 246/2003 de 01/08/2003, Nº 259/2003, de 10/10/2003, Nº 288/2004, de 28/04/2004 e Nº 307/2004, de 9/6/2004, o presente documento tem por objetivo apresentar a descrição detalhada dos resultados da aplicação da metodologia, estabelecida pela CSPE no capítulo 3 da Nota Técnica Nº 1, publicada no *website* da Comissão em 11 de outubro de 2003, por ocasião da primeira Revisão Tarifária da Concessionária de distribuição de gás canalizado Gás Brasileiro Distribuidora S/A (doravante identificada como GB), desenvolvida segundo o disposto na Cláusula Décima Primeira e nos termos da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão.

São descritos a seguir os resultados obtidos pela CSPE da aplicação dos conceitos, métodos e procedimentos estabelecidos no capítulo 3 da Nota Técnica Nº 1 (doravante identificada como NT1).

2. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DA REVISÃO TARIFÁRIA

2.1 INTRODUÇÃO

Como indicado no capítulo 3 da NT1, a Revisão Tarifária compreende a determinação do valor inicial P_0 da Margem Máxima de distribuição da GB, a ser aplicado no primeiro ano do segundo ciclo tarifário.

Quanto ao fator de eficiência (Fator X) a ser aplicado à Margem Máxima, em cada um dos anos 2 a 5 do segundo ciclo tarifário, segundo a fórmula incluída na Sub-Cláusula Quarta da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão, o valor desse fator é fixado pela CSPE em zero, para o segundo ciclo tarifário da GB, conforme exposto no item 3.4 da NT1. Como a GB iniciou suas atividades recentemente e partindo da condição “greenfield”, a CSPE entende que, no segundo ciclo tarifário, não estarão presentes as condições que, segundo o estabelecido nos Contratos de Concessão, devem ser contempladas na determinação do fator X. Por esse motivo, esse fator é fixado pela CSPE em zero para esse ciclo. A determinação de valores diferentes para o fator X poderá ocorrer em futuros ciclos tarifários, dependendo das condições vigentes na época.

Como indicado no capítulo 2 da NT1, no Contrato de Concessão é estabelecido que, para fixar o valor do parâmetro P_0 , a Concessionária deverá fornecer à CSPE um Plano de Negócios (PN) que contenha, dentre outras, as seguintes informações: valor da base de ativos da empresa, de acordo com o Plano de Contas; o Plano de Investimento, físico e financeiro, incluindo investimentos em reposição de ativos e novas instalações; receitas e custos operacionais, não operacionais e financeiros; informação relativa a custos históricos e volume de gás canalizado distribuído; projeções do volume de gás canalizado a ser distribuído; e custo médio ponderado do capital projetado.

Para a determinação do valor do parâmetro P_0 deve ser aplicada a metodologia descrita nos itens 3.1, 3.2, 3.3, 3.5 e 3.6 da NT1. Trata-se da simulação da gestão econômica da Concessionária, durante o segundo ciclo tarifário, mediante a equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Como indicado no item 3.6 da NT1, essa ferramenta permite definir uma condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, visando assegurar à Concessionária que, se a sua gestão no segundo ciclo atinge os níveis de eficiência definidos na Revisão Tarifária, poderá obter um retorno sobre o capital investido igual ao custo de capital determinado segundo o exposto no Anexo I desta Nota Técnica.

Segundo o estabelecido no capítulo 3 da NT1, a CSPE realizou a avaliação das informações contidas no Plano de Negócios (PN) apresentado pela GB no marco do processo de Revisão Tarifária (Portarias CSPE N° 246 e 259), com vistas a definir os valores regulatórios dos parâmetros que devem ser determinados para a aplicação da equação do FCD. Esses parâmetros são:

- Custos Operacionais (OPEX) de cada ano do segundo ciclo tarifário: foi aplicado o procedimento descrito no item 3.1 da NT1;

- Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) da GB na data 30 de setembro de 2004, ou seja, ao início do segundo ciclo tarifário, expressa em Reais de dezembro de 2003, e depreciações do segundo ciclo: foi aplicada a metodologia descrita no item 3.2 da NT1;
- Custo de Capital e Estrutura de Capital: o procedimento descrito no item 3.3 da NT1 foi aplicado para o caso específico da GB e os resultados obtidos foram apresentados e fixados pela CSPE, para os efeitos do processo de Revisão Tarifária, no Anexo I desta Nota Técnica;
- Investimentos (CAPEX) previstos para o segundo ciclo tarifário: foi aplicado o método exposto no item 3.5 da NT1.

A seguir são apresentados os valores regulatórios propostos pela CSPE para cada um desses parâmetros, assim como as considerações que dão fundamentação a esses valores.

2.2 CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX)

O conceito de Despesas Operacionais inclui todos os gastos vinculados à operação e à manutenção das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e administração da Concessionária. Não estão incluídos na análise os impostos e as depreciações, que são considerados de forma específica na aplicação da equação do FCD.

A análise das Despesas Operacionais projetadas pela GB no Plano de Negócios apresentado à CSPE foi baseada nas fontes de informação descritas a seguir.

- Despesas históricas detalhadas da Concessionária do ano 2003. Como a Concessionária iniciou a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado em fevereiro 2003, trata-se do único exercício anual concluído;
- Despesas projetadas pela Concessionária para o ciclo tarifário sob análise (2005 a 2009).

A descrição e o detalhamento da análise realizada é apresentada no Anexo II.

O resultado final da avaliação é a proposta da CSPE dos valores de despesas operacionais da GB, a serem considerados na equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), para a determinação do valor do parâmetro P_0 . As conclusões principais da avaliação e a proposta da CSPE são descritas a seguir.

2.2.1 Conclusão da Análise das informações históricas e do Plano de Negócios da Concessionária

O nível de detalhamento da informação do ano 2003, apresentada pela GB, permitiu realizar uma análise dos itens que compõem as despesas da Concessionária e calcular os valores de indicadores representativos de sua gestão atual. Como solicitado pela CSPE, as informações foram fornecidas pela GB em itens separados.

Também as informações do Plano de Negócios, para o segundo ciclo tarifário, apresentadas pela GB, têm o nível de detalhamento requerido na NT1 e, portanto, foi possível aplicar de forma integral a metodologia descrita nessa Nota Técnica.

2.2.2 Proposta da CSPE

Com base na análise das informações históricas e do Plano de Negócios apresentado pela GB, a CSPE verificou que as previsões de OPEX do Plano de Negócios são consistentes com os associados a uma gestão eficiente de uma empresa distribuidora de gás canalizado, que deve prestar um serviço com as características da concessão da GB, no segundo ciclo tarifário. No Anexo II é exposta a fundamentação das conclusões dessa avaliação.

Tendo em conta o acima exposto, a CSPE validou os montantes de OPEX incluídos no Plano de Negócios, apresentado pela GB, para cada ano do segundo ciclo tarifário, indicados a seguir:

OPEX	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Total (R\$ mil)	15.532	17.517	20.866	24.752	26.945	105.611

2.3 Investimentos (CAPEX) Previstos no Plano de Negócios Apresentado pela GB

A análise dos investimentos previstos pela Concessionária foi acompanhada por uma avaliação da demanda de gás esperada para cada segmento, cruzando-se informações de campo, tendências históricas de crescimento e estudos realizados por outras instituições.

A seguir, resume-se a avaliação da demanda total prevista, apresentada em detalhes no Anexo VIII, e a avaliação dos investimentos, ambos previstos do Plano de Negócios da GB.

2.3.1 Avaliação do mercado de vendas previsto no Plano de Negócios para o segundo ciclo tarifário e quantidades físicas dos investimentos associadas

A CSPE considera que a previsão de crescimento da demanda total de gás adotada pela GB para o segundo ciclo é adequada. Desta forma, a CSPE decidiu validar essa previsão.

2.3.2 Avaliação dos preços considerados para os investimentos previstos no Plano de Negócios

A seguir são descritas as principais conclusões da análise e avaliação dos preços considerados nos investimentos previstos para o segundo ciclo tarifário no Plano de Negócios apresentado pela GB à CSPE.

A análise realizada inclui os itens de investimento indicados a seguir:

- Investimentos de rede projetados para cada ano no Plano de Negócios;
- Investimentos em ativos não específicos.

A análise dos preços unitários dos investimentos de rede previstos no Plano de Negócios foi baseada em três fontes de informação:

- Preços históricos da própria Concessionária, referentes às obras realizadas no ano 2003;
- Preços do mercado brasileiro e de outros mercados, obtidos de empreiteiros, fornecedores de materiais e obras realizadas por outras Concessionárias de distribuição de gás canalizado;
- Preços unitários dos investimentos projetados pela GB.

As operações da Concessionária começaram em fevereiro de 2003, motivo pelo qual somente se dispõe dos antecedentes relativos a este ano.

As informações de fornecedores, empreiteiros e obras realizadas por outras Concessionárias brasileiras possibilitaram a comparação dos valores da GB com aqueles praticados por outras empresas. Em particular, nas obras de gás canalizado, as condições atuais para efetuar comparações são adequadas, uma vez que em todo o Brasil estão sendo desenvolvidas redes em áreas urbanas, gasodutos de interconexão e de fornecimento a usuários industriais.

Com base nos resultados das análises da informação histórica e na comparação com valores representativos de mercado, realizou-se uma análise dos preços unitários

propostos pela Concessionária no Plano de Negócios, tendo se verificado que não houve necessidade de modificar os preços apresentados.

O resultado do processo de avaliação é um plano de investimentos de rede para cada um dos anos do segundo ciclo tarifário com preços associados, levando em consideração as particularidades da área de concessão da GB.

Os investimentos não específicos projetados correspondem a cerca de 1% dos investimentos totais para o ciclo e foram considerados pertinentes. Conseqüentemente, não foram modificados, tendo sido aceita a proposta da Concessionária.

2.3.3 Avaliação do Cronograma de investimentos previstos no Plano de Negócios

Analizado o cronograma das obras de cada subsistema apresentado pela Concessionária em seu Plano de Negócios, considerou-se pertinente adiantar em um ano aqueles investimentos em redes-tronco necessários para interligar a cidade de Ribeirão Preto. A CSPE considera que os investimentos necessários para o fornecimento de gás a Ribeirão Preto devem ser iniciados na data mais próxima possível, tendo em conta que o atendimento dessa área é uma meta mínima obrigatória para o primeiro ciclo tarifário da GB. Por esse motivo, realizou o ajuste descrito no Plano de Negócios apresentado pela GB.

A implementação do Plano de Negócios para o segundo ciclo apresentado pela GB e ajustado pela CSPE, conforme acima exposto, implica adotar um novo conjunto de investimentos para realizar o atendimento da área de Ribeirão Preto. No caso de descumprimento efetivo da meta mínima prevista no Contrato de Concessão para Dezembro de 2004, a GB ficará sujeita as penalidades previstas nesse contrato, conforme indicado no item 2.5 deste documento.

2.3.4 Plano de Negócios considerado no Fluxo de Caixa Descontado

No Anexo III é apresentada de forma detalhada a análise realizada. Das conclusões desse estudo, foi validada a proposta incluída no Plano de Negócios apresentado pela GB para os investimentos (CAPEX) dessa Concessionária no segundo ciclo tarifário, exceto no que se refere à rede-tronco para Ribeirão Preto, citado anteriormente. Um resumo dos montantes considerados encontra-se descrito a seguir:

CAPEX do Plano de Negócios (R\$)						
	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Investimentos em redes	55.921	33.280	26.741	54.543	52.424	222.909
Outros investimentos	417	374	376	452	425	2.044
TOTAL	56.337	33.654	27.118	54.995	52.849	224.953

2.3.5 Plano de Metas Mínimas considerado no Fluxo de Caixa Descontado

O programa denominado Metas Mínimas corresponde ao plano de investimentos e de gastos operacionais apresentados pela Concessionária Gás Brasileiro no Plano de Negócios desconsiderando os investimentos anuais previstos em regiões cujo consumo projetado apresente início de atendimento após dois anos. Os investimentos, até 2009, não considerados no plano de Metas Mínimas são: Sertãozinho, Catanduva, São do João do Rio Preto, Santa Adélia, Bebedouro, Colina, Agudos, Lençõs Paulista e Barra Bonita. O montante previsto pela Concessionária para a realização das obras para atendimento das localidades acima mencionadas é de R\$ 11.177.465. Este montante foi retirado do plano de investimentos, proposto pela Concessionária no Plano de Negócios, para a determinação do P_0 associado ao plano de Metas Mínimas. Vale dizer que parcela significativa dos investimentos associados ao atendimento aos municípios supramencionados estão previstos para o terceiro ciclo tarifário após 2009.

CAPEX do Plano de Metas Mínimas (R\$)						
	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Investimentos em redes	33.269	44.549	27.911	61.982	44.019	211.732
Outros investimentos	417	374	376	452	425	2.044
TOTAL	33.686	44.923	28.288	62.435	44.444	213.776

2.4 Remuneração Sobre o Capital Investido e do Capital Investido

O valor regulatório do custo de capital definido pela CSPE, para o segundo ciclo tarifário da GB, é de 13,13%, conforme exposto no Anexo I. Esse valor considera o efeito da condição “greenfield” da GB, segundo o previsto na NT1.

2.4.1 Determinação da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) em 30 de setembro de 2004

A Base de Remuneração Regulatória em 30 de setembro de 2004 foi determinada considerando:

- a) Os ativos necessários para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado efetivamente incorporados pela GB no ano de 2003, obtidos do balanço desse ano;
- b) Os investimentos a serem executados nos primeiros três trimestres do ano 2004, conforme as previsões da GB.

Foram consideradas as depreciações do período, conforme o procedimento estabelecido na NT1.

No Anexo IV desta Nota Técnica é apresentado o cálculo detalhado do valor da BRR líquida em 30 de setembro de 2004, expressa em Reais de dezembro de 2003.

Para o ajuste do valor da BRRL até 30/11/2004, a Concessionária deverá apresentar, com o mesmo nível de formalidade requerido para as informações do Balanço Anual e com parecer de auditor independente, os dados de investimentos e obras físicas associadas e outros parâmetros relevantes das novas instalações **efetivamente** incorporadas ao ativo em serviço no período 31/12/2003 – 30/09/2004, depreciações e desativações do mesmo período, desagregadas por grupos de ativos segundo o Plano de Contas definido pela CSPE. Com esses valores será determinado o valor da BRRL em 30/11/2004, a ser considerado para o cálculo do valor definitivo do parâmetro P_0 pela aplicação da equação apresentada no item 3.6 da NT1.

2.5 Cálculo do Parâmetro P_0 (Valor Inicial da Margem Máxima) pela aplicação do Fluxo de Caixa Descontado (item 3.6 da NT1)

Para o cálculo do parâmetro P_0 foram considerados os seguintes itens:

- a) Os valores calculados, segundo o exposto nos itens 2.2 a 2.4 desta Nota Técnica, para os parâmetros:
 - BRRL em 30 de setembro de 2004;
 - OPEX para cada ano do segundo ciclo tarifário;
 - CAPEX para cada ano do segundo ciclo tarifário.
- b) As depreciações para cada ano do segundo ciclo tarifário calculadas segundo o Plano de Contas aprovado pela CSPE.
- c) O valor do Custo de Capital determinado segundo o procedimento e cálculos associados descritos no Anexo I desta Nota Técnica.
- d) OPEX adicional de 0,25% sobre a margem, a título de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico, conforme previsto na Décima Primeira Subcláusula da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão.

- e) Valor regulatório da inadimplência dos usuários da GB, fixado pela CSPE em 0,6% do faturamento calculado sobre a margem de distribuição.

O valor do parâmetro P_0 foi determinado pela aplicação da equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), exposta de forma detalhada no item 3.6 da NT1, resultando em um P_0 igual a **0,2169 R\$/m³**. A planilha de cálculo utilizada na obtenção deste parâmetro é apresentada no Anexo V.

A CSPE observou que no Plano de Negócios apresentado pela GB estão incluídos, no segundo ciclo, investimentos previstos como metas mínimas obrigatórias do primeiro ciclo da concessão. O não atendimento às metas obrigatórias, poderá motivar a aplicação das penalidades previstas no Contrato de Concessão.

Adicionalmente, é importante verificar que o impacto desse eventual descumprimento da Concessionária não resulte em um benefício indevido para ela na revisão tarifária. A metodologia definida na NT1 assegura que esse efeito não pode acontecer.

Com efeito, conforme exposto nessa Nota Técnica, para a determinação do valor da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) na data da revisão são considerados os ativos efetivamente incorporados pela empresa no primeiro ciclo. A taxa de retorno (custo de capital) é aplicada sobre esse valor da BRRL, com a finalidade de calcular a renda da Concessionária no segundo ciclo tarifário.

O descumprimento pela GB de algumas metas mínimas do primeiro ciclo, como por exemplo o atendimento da área de Ribeirão Preto e a falta do investimento de 20% de R\$ 50 milhões, conforme meta estabelecida na Quinta Subcláusula da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, implica (apenas para o caso desta última obrigação) a não inclusão, no valor da BRRL ao final desse ciclo, de um montante de R\$ 17,527 milhões (no nível de preços de dezembro de 2003). A Concessionária não perceberá então uma renda de 13,13% sobre esse montante, conforme o procedimento de cálculo do valor inicial da Margem Máxima (parâmetro P_0) estabelecido pela CSPE na NT1.

Conclui-se então que, do ponto de vista tarifário, se a Concessionária não cumpre as metas mínimas do primeiro ciclo, ela não será indevidamente beneficiada por esse descumprimento. Isso é independente da aplicação, pela CSPE, das penalidades previstas no Contrato de Concessão, por esse motivo, conforme indicado no item 2.3.3.

2.6 Cálculo do valor equivalente à Margem de Distribuição (Md), vigente no período imediatamente anterior ao da data de aplicação da revisão tarifária

Para a determinação do valor equivalente à Margem de Distribuição (Md), vigente no período imediatamente anterior ao da data de aplicação da revisão tarifária, conforme o disposto no item 3.6 da NT1, foi aplicado o critério exposto a seguir.

Tendo em conta que a GB iniciou suas operações em fevereiro de 2003 partindo da condição “greenfield”, é claro que tanto a composição quanto os volumes de seu

mercado de vendas no período anterior à data da revisão tarifária apresentam variações significativas. Essa instabilidade reflete-se nos valores do parâmetro Md, segundo o período considerado para o cálculo. Com a finalidade de amortecer os efeitos dessas variações, a CSPE considerou nessa apuração do valor todo o período de operações da Concessionária, ou seja, desde fevereiro de 2003 e até junho de 2004.

Para cada mês desse período foi calculado o valor da Md, e expresso em Reais de dezembro de 2003, utilizando o índice IGP-M para o ajuste. Foi calculada então a média ponderada dos valores mensais ajustados da Md, utilizando como ponderadores os respectivos valores das vendas físicas de cada mês.

Mediante a aplicação do procedimento exposto, foi obtido o montante **0,2188 R\$/m³**, definido pela CSPE como valor equivalente à Margem de Distribuição (Md), vigente no período imediatamente anterior ao da data de aplicação da revisão tarifária. O detalhamento do cálculo é apresentado no Anexo V.

2.7 A proposta da CSPE do valor da margem máxima inicial (P₀) para o segundo ciclo tarifário da Gás Brasileiro Distribuidora

Conforme exposto no item 3.6 da NT1, no caso das Concessionárias Gás Natural São Paulo Sul S/A e Gás Brasileiro Distribuidora S/A, que têm um curto período de operação, anteriormente à data da revisão tarifária, e partem de uma condição “greenfield”, o valor equivalente à Margem de Distribuição (Md), vigente no período imediatamente anterior ao da data de aplicação da revisão tarifária, será considerado pela CSPE como Margem Máxima, a ser aplicada no segundo ciclo tarifário. O valor definido da Md é aquele associado ao cumprimento das metas mínimas obrigatórias previstas nos Contratos de Concessão.

Nesse item é expresso também que, no processo da revisão tarifária da Gás Brasileiro Distribuidora S/A e Gas Natural São Paulo Sul S/A, a CSPE adequará a Margem Máxima de distribuição, para o segundo ciclo tarifário, em face dos Planos de Negócios apresentados pelas Concessionárias, com metas de investimentos maiores que aquelas previstas nos respectivos Contratos de Concessão.

Do ponto de vista regulatório, a CSPE deve então considerar a Md como Margem Máxima a ser aplicada no segundo ciclo tarifário. A aplicação dessa margem de distribuição representa para a GB a obrigação de realizar os investimentos necessários para cumprir as metas mínimas do Contrato de Concessão. Esses investimentos são significativamente menores que os previstos no Plano de Negócios apresentado pela Concessionária no marco do processo de revisão tarifária.

A aplicação da Md não é então a opção mais adequada para a expansão dos serviços de distribuição de gás canalizado na área da concessão da GB. A efetiva concretização dessa expansão, realizada de forma consistente com a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, é um dos objetivos essenciais da ação da CSPE.

Por esses motivos, a CSPE considera necessário estabelecer um critério regulatório que represente um incentivo genuíno e transparente para que a GB cumpra o Plano de Negócios apresentado para a revisão tarifária.

Com essa finalidade, foi determinado, pela aplicação do método do Fluxo de Caixa Descontado, o valor do parâmetro P_0 associado a um Plano de Negócios, para o segundo ciclo tarifário da GB, que representa somente o cumprimento das metas mínimas estabelecidas no Contrato de Concessão. O valor obtido é $P_0 = 0,2077 \text{ R\$/m}^3$. A diferença entre esse valor e o calculado pelo Fluxo de Caixa Descontado para o Plano de Negócios apresentado pela GB no marco do processo da revisão tarifária (item 2.5 desta Nota Técnica) é igual a $0,0092 \text{ R\$/m}^3$.

A CSPE propõe, então, estabelecer o critério regulatório que consiste em adotar, como valor inicial da Margem Máxima da GB, para o segundo ciclo tarifário, o valor da Md vigente ($0,2188 \text{ R\$/m}^3$) acrescida com essa diferença e vincular o valor do P_0 assim obtido com o estrito cumprimento do Plano de Negócios ajustado considerado no item 2.3.4 deste documento.

Conforme esse critério, o valor inicial da Margem Máxima (P_0) para o segundo ciclo tarifário da GB proposto pela CSPE é $P_0 = 0,2280 \text{ R\$/m}^3$.

É importante salientar que, no item 3.5 da NT1, é descrito um procedimento de restabelecimento da condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a ser aplicado no caso em que essa condição seja alterada, em decorrência de a distribuidora haver descumprido as metas do Plano de Negócios associado ao valor do parâmetro P_0 , definido na revisão tarifária. A CSPE realizará um monitoramento rigoroso da execução desse Plano e aplicará esse mecanismo de correção, se for necessário.

Para o cálculo do valor definitivo do parâmetro P_0 , a CSPE realizará o seguinte procedimento:

- i) Atualização do valor da BRRL, de dezembro de 2003 para novembro de 2004, utilizando a variação do IGP-M no período, conforme definido no item 2.4.1 desta NT;
- ii) Cálculo do valor de P_0 referente ao Plano de Negócios, atualizado até novembro de 2004;
- iii) Cálculo do valor de P_0 referente ao programa de Metas Mínimas, atualizado até novembro de 2004;
- iv) Quantificação da diferença dos valores dos dois valores de P_0 , anteriormente determinados (itens ii e iii);
- v) Atualização da Md vigente, de dezembro de 2003 para novembro de 2004, utilizando a variação do IGP-M no período;
- vi) O valor de P_0 resultante será o valor da Md atualizada acrescida da diferença dos valores de P_0 citada no item iv.

ANEXO I – DETERMINAÇÃO DO VALOR REGULATÓRIO DO CUSTO DE CAPITAL PARA O SEGUNDO CICLO TARIFÁRIO DA GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA

I.1 Introdução

Aplicando a metodologia CAPM/WACC exposta na NT 1 do processo de revisão tarifária, foi calculado em setembro de 2003 o valor regulatório do custo de capital a ser considerado no segundo ciclo tarifário da Concessionária Comgás. O detalhamento desse cálculo é apresentado na NT2 do processo. O valor obtido é 11,76% real, após o imposto de renda.

Para a revisão tarifária da Gás Brasileiro foi avaliada a variação, até junho de 2004, dos valores determinados para o caso da Comgás em setembro de 2003, assim como a eventual consistência da consideração dessas variações com o enfoque metodológico CAPM/WACC utilizado.

I.2 Avaliação das variações dos valores dos parâmetros determinados pelo CAPM/WACC no período setembro 2003 – junho 2004.

Os parâmetros considerados no método CAPM que têm variações mais significativas em períodos curtos são:

- Taxa livre de risco
- Taxa de inflação
- Risco país
- Risco cambial

Os valores dos outros parâmetros, considerados na determinação, têm oscilações muito menores, e as mesmas ocorrem em períodos bem mais longos. É o caso do coeficiente “beta”, o prêmio por risco e o risco corporativo, que dependem de aspectos mais estruturais. O setor bancário é de risco maior que o das empresas que prestam serviços públicos, de forma independente do valor da taxa livre de risco. Esses parâmetros apresentam variações marginais quando são considerados dois anos consecutivos, e, portanto, é desnecessário realizar uma nova determinação dos seus valores.

Foi realizada a avaliação das variações nos valores dos quatro parâmetros acima mencionados. Em todos os casos, foi verificado que essas variações não são significativas em termos quantitativos, e, o que é mais importante, não estão vinculadas com fenômenos ou tendências de tipo estrutural.

Por esses motivos, a CSPE entende que, a consistência regulatória resulta adequadamente preservada se os valores determinados para o caso da Comgás são

utilizados também para o cálculo do custo de capital para o segundo ciclo tarifário da GB.

No referente à determinação do “nível de endividamento regulatório”, foi aplicado o critério definido na NT1, consistente em considerar uma “banda de aceitação”, compreendida entre os valores de 40 e 60% de endividamento. Se o nível de endividamento atual da Concessionária é um valor dentro dessa banda, é adotado esse valor atual para o cálculo do custo de capital. Se essa condição não é cumprida, considera-se para o cálculo o valor limite da banda mais próximo ao do nível de endividamento atual da empresa.

I.3 Consideração regulatória do “efeito tamanho”

Conforme os conceitos e procedimentos estabelecidos na NT1, foi avaliado o efeito do tamanho da Gás Brasileiro no valor regulatório do custo de capital. Nessa Nota Técnica é expressamente prevista a consideração de um “adicional de taxa de retorno” para empresas pequenas.

Segundo exposto na NT1, a teoria financeira incorporou recentemente o tamanho da empresa como um parâmetro que tem incidência no valor da taxa de retorno. A existência dessa relação parece ser ratificada ao ser observado que as pequenas empresas, em média, têm retornos mais altos que as grandes empresas.

A consideração desse parâmetro foi iniciada com as análises quantitativas realizadas durante a década dos anos noventa. Desde aquela data, tem-se verificado que o “beta”, determinado considerando todos os ajustes habituais, não incorpora corretamente o maior risco que os investidores requerem de uma empresa de pequeno patrimônio.

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

Se for comparado o rendimento histórico com o retorno estimado através do CAPM, observa-se que aquelas companhias de menor capitalização tiveram rendimentos não totalmente contemplados por seus maiores “betas”. Do mesmo modo, este retorno em excesso, ao projetado pelo CAPM, cresce de forma inversa ao tamanho patrimonial da empresa.

A consequência dessa comprovação parece ser que o mercado não ignora este risco não sistemático, e ainda demanda e obtém retornos adicionais por aceitá-lo. A conveniência de considerar este risco não sistemático é especialmente importante no caso de empresas de capital fechado, já que os acionistas não diversificam seus investimentos como o fazem aqueles que dispõem de ações de empresas com cotação em Bolsa de Valores.

Devido ao fato de o prêmio por tamanho ser um assunto de desenvolvimento relativamente recente no âmbito da teoria financeira, alguns acadêmicos e especialistas questionam sua consideração. Entretanto, até o presente, não há evidência suficiente para recomendar a exclusão deste parâmetro. Por outro lado, sua consideração efetiva tem se verificado ser uma característica dos estudos de avaliação e definição de taxas de retorno para empresas reguladas.

O método utilizado habitualmente para quantificar o prêmio por tamanho consiste em ordenar todos os ativos de uma carteira em 10 decis, classificando as empresas pelo valor de seu patrimônio. Determina-se então o retorno esperado para cada decil, utilizando o método CAPM. O valor obtido é comparado com o retorno real observado no período 1926–2000. O beta deste CAPM por decil é estimado da mesma forma que o beta utilizado na determinação do custo do capital próprio. Isso assegura que a adição do prêmio por tamanho, se for considerada, resulta consistente com a estimação global.

A diferença entre ambos os valores é o prêmio por tamanho. As estimativas realizadas pelo Ibbotson Associates são apresentadas na Tabela a seguir.

**Estimativa de prêmios por tamanho sobre a base de ações do
NYSE/AMEX/NASDAQ para o período 1926-2000**

DECIL DA ANÁLISE	TAMANHO PATRIMONIAL APROXIMADO (Limite Superior em USDMM)	EFEITO TAMANHO (Excess return) [%]
1 (EMPRESAS MAIORES)	530.000	- 0,21
2	10.500	0,14
3	4.100	0,22
4	2.200	0,10
5	1.300	0,33
6	840	0,17
7	540	- 0,22
8	330	- 0,10
9	190	0,14
10 (EMPRESAS MENORES)	84	2,32

Fonte: Ibbotson Associates

Observa-se que o risco por tamanho é importante somente nas empresas menores. Nos outros decis, o efeito é comparável ao desvio estatístico, e, portanto não é significativo.

Por outro lado, cabe mencionar que se fossem considerados períodos mais curtos, da ordem de 30 anos, o prêmio por tamanho se tornaria negativo, sobretudo no caso das empresas menores. O mesmo efeito pode ser observado se for analisado o prêmio

referente à escala setorial. Em alguns setores industriais não é verificada a existência de um prêmio por risco para nenhum decil patrimonial.

No caso sob análise, deve ser considerado o período de tempo mais longo possível, de forma a assegurar a consistência da determinação com a estimação do prêmio de mercado. Adicionalmente, é importante mencionar, que numa análise por setores industriais, o setor das “utilities” (eletricidade, gás canalizado e água e esgotos) apresenta efeito tamanho positivo.

Como conclusão dessas considerações, pode ser estabelecido que existe um requerimento adicional de retorno acima do valor resultante da aplicação do CAPM tradicional, para empresas com capitalização menor que 80 – 100 USD milhões. O valor obtido para esse “adicional de retorno”, utilizando como fonte a Ibbotson Associates, é de 232 pontos básicos.

Para a avaliação do patrimônio atual da GB foi considerado o valor de livros do último exercício concluído (dezembro de 2003), pois a Concessionária não opera na Bolsa de Valores. Conforme as informações fornecidas pela GB, esse valor é de R\$ 60 milhões, ou seja, aproximadamente, 20 USD milhões. Considera-se que este nível de patrimônio justifica a inclusão de um adicional de taxa de retorno (prêmio) por tamanho.

Adicionalmente, o caráter “greenfield” da concessão operada pela GB é um elemento que confirma a conveniência da consideração desse adicional, como uma ferramenta regulatória consistente com o objetivo de incentivar os investimentos necessários para a expansão dos serviços de distribuição de gás canalizado.

I.4 Detalhamento do cálculo do Custo de Capital

A seguir encontra-se detalhado o procedimento de cálculo que determinou o custo de capital a ser aplicado à GB.

I.4.1 Resultados obtidos: Estimativa do custo de capital próprio (k_e)

A partir do descrito anteriormente, pode-se estimar o custo de capital próprio nominal depois dos impostos para ser aplicado a fundos nomeados em reais. Este valor resulta em 18,81%, conforme a seguinte exposição:

Componentes	Cód.	Fórmula	Características	
Taxa livre de risco em USD [%]	r_f		Rendimento do UST10 média aritmética 06/98-6/03 da média semanal.	5,14

Adicional por risco local em USD [%]	r_p		Diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil (EMBI+BRASIL) e o prêmio de risco de crédito do Brasil segundo a estimativa utilizada pela ANEEL no marco da revisão tarifária da distribuição elétrica.	4,08
Adicional por risco de câmbio [%]	r_x		Aplicação do filtro de Kalman à série (últimos 36 meses) das diferenças do logaritmo de cotação do contrato futuro a um mês no início do mês e o logaritmo do tipo de câmbio vendedor (Ptax) do dia anterior ao vencimento do contrato.	1,84
Beta desalavancado [adimensional]	β_{EUAu}		Estimado sobre uma amostra de empresas dos EUA pertencentes ao CIU 4924 utilizando um horizonte de 5 anos e o método de <i>full information</i> betas com ajuste Vasicek e atraso segundo informação do Ibbotson Associates.	0,11
Ajuste por tipo de regulação [adimensional]	$Ad\beta$		É utilizado como <i>benchmark</i> o valor proposto pelo OFGEM na última revisão da Transco com relação ao obtido para os EUA.	0,35
Beta desalavancado total [adimensional]	β_U	$\beta_{EUAu} + Ad\beta$	Resultado componentes	0,46
Beta ajustado por alavancagem [adimensional]	β_e	$\beta_U * [(1-t)*D/E]$	Procedimento tradicional utilizando a taxa de impostos normativa e uma alavancagem de 40%.	0,66
Prêmio por risco [%]	p_m		Estimado sobre o mercado dos EUA como <i>spread</i> entre o rendimento do UST10 e o rendimento do S&P500 para um horizonte de 75 anos.	8,20
Prêmio por tamanho [%]	r_t		<i>Excess Return</i> estimado por Ibbotson Associates para empresas com capitalização inferior a 80-100 USDMM para el periodo 1926-2000	2,32

Custo de capital próprio nominal após os impostos [%] para aplicar a fundos nomeados em reais¹	k_e	$r_f + r_p + r_x + r_t + \beta_e * p_m$	Aplicação CAPM	18,81
--	-------	---	----------------	--------------

¹ Nominal em termos da inflação externa. Devido à forma de estimativa do risco cambial, não é necessário descontar a inflação local.

I.4.2 Resultados obtidos: Estimativa do custo do capital de terceiros (k_d)

A partir do que foi anteriormente descrito, pode-se estimar o custo de capital próprio antes dos impostos, para ser aplicado a fundos nomeados em reais. Este valor resulta em 14,28%, segundo o seguinte quadro:

Componentes	Cód.	Fórmula	Características	
Taxa livre de risco em USD [%]	r_f		Rendimento do UST10 média aritmética 06/98-6/03 da média semanal.	5,14
Adicional por risco local em USD [%]	r_p		Diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil (EMBI+BRASIL) e o prêmio de risco de crédito do Brasil segundo a estimativa utilizada pela ANEEL no marco da revisão tarifária de distribuição elétrica.	4,08
Adicional por risco de câmbio [%]	r_x		Aplicação do filtro de Kalman à série (últimos 36 meses) das diferenças do logaritmo de cotação do contrato futuro a um mês no início do mês e o logaritmo do tipo de câmbio vendedor (Ptax) do dia anterior ao vencimento do contrato.	1,84
Prêmio por tamanho [%]	r_t		Não se aplica	0,00
Adicional por risco corporativo [%]	ss		Diferença entre o <i>spread</i> sobre a taxa livre de risco requerido nos EUA para papéis comerciais de classificação creditícia [ba2/BBB-] e <i>maturity</i> de aproximadamente 10 anos e o valor reconhecido como risco país.	3,22

Custo nominal de endividamento antes dos impostos para aplicar a fundos nomeados em reais [%]				
	k_d	$r_f + r_p + r_x + r_t + ss$	Resultado CAPM da dívida	14,28

I.4.3 Estrutura de capital. Determinação do w_d

Para a determinação do nível de endividamento apropriado propõe-se realizar uma análise de *benchmark* financeiro no âmbito regional (Brasil e América Latina) e internacional, referido a empresas de distribuição de gás canalizado. É importante levar em consideração também valores definidos com finalidades tarifárias, por outros reguladores desses serviços.

A partir dessas informações, pode ser definido uma *banda* ou *intervalo de valores aceitáveis*, da *estrutura de capital*, para a determinação desse parâmetro no processo da

revisão tarifária. Considerando o estabelecido nos Contratos de Concessão das distribuidoras do Estado de São Paulo, propõe-se comparar o nível de endividamento informado por cada Concessionária no ano imediatamente anterior à data da revisão com o intervalo definido como “razoável”. Se o valor declarado pertence a esse intervalo, é considerado como a estrutura de capital apropriada para a definição do custo de capital. Se esse não for o caso, adota-se o extremo do intervalo de “razoabilidade” mais próximo ao valor declarado pela distribuidora como a estrutura de capital apropriada.

A análise deve ser realizada considerando o nível de alavancagem resultante da avaliação do patrimônio, segundo os registros contábeis da empresa (valor de livros), e não o valor de mercado. Devem ser levados em consideração os passivos gerados pelo financiamento.

É determinado assim um intervalo de endividamento razoável ou aceitável de 40 a 50% do total do capital, com base nas considerações apresentadas a seguir:

- Um estudo de “benchmark” no âmbito regional (empresas brasileiras, excluindo as concessionárias de gás canalizado, empresas argentinas antes da crise do ano 2002 e do Chile) indica que o nível de endividamento está no intervalo de 28% a 49%.
- Também foi realizada uma análise de *benchmarking*, sobre a amostra de empresas utilizada para a determinação do “beta”. O valor do endividamento para esse conjunto de companhias do setor de gás canalizado dos EUA, segundo o mencionado relatório de Ibbotson Associates, é de 42% a 43%.
- É importante mencionar alguns antecedentes regulatórios. Na revisão tarifária das empresas transportadoras e distribuidoras de gás canalizado, realizada em 1997, o ENARGAS da Argentina definiu um nível de endividamento de 42%. Na mais recente revisão da Transco do Reino Unido, o OFGEM utilizou o valor de 62,5%. A ANEEL, no processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica iniciado neste ano considera o valor de 50%.

O valor calculado para o caso da Gás Brasileiro a dezembro de 2003 resulta em 13%, pelo qual utiliza-se o limite inferior da faixa de aceitação, isto é, $w_d = 40\%$.

I.4.4 Determinação do Custo Nominal Médio de Capital (WACC) e Conversão em Termos Reais

A partir das determinações dos parâmetros k_e , k_d e w_d é calculado o valor do custo de capital nominal depois dos impostos. Este valor resulta em 15,06 %, de acordo com o seguinte quadro:

Custo de capital próprio nominal depois dos impostos [%] para aplicar a fundos nomeados em reais	k_e	$r_f + r_p + r_x + r_t + \beta_e * p_m$	Aplicação CAPM	18,81
---	-------	---	----------------	--------------

Custo nominal de endividamento antes dos impostos para aplicar a fundos nomeados em reais [%]	k_d	$r_f + r_p + r_x + r_t + ss$	Resultado CAPM da dívida	14,28
Taxa de imposto [%]	t		Alíquota normativa considerando a taxa básica de 15%, a sobretaxa de 10% para todo ganho superior a R\$ 240 mil e a contribuição social de 9%.	34,00

Custo de capital de terceiros nominal em USD depois dos impostos [%]	k_d'	$k_d * (1-t)$	Resultado componentes	9,42
---	--------	---------------	-----------------------	-------------

Estrutura de capital: Nível de alavancagem [Adimensional]	w_d		Benchmarking regulatório	0,40
--	-------	--	--------------------------	-------------

Custo nominal de capital depois dos impostos para aplicar a fundos nomeados em reais [%]	WACC	$k_e * (1-w_d) + k_d' * w_d$	Aplicação WACC	15,06
---	------	------------------------------	----------------	--------------

É importante salientar que deve ser considerada uma taxa real depois dos impostos, já que os Contratos de Concessão contemplam a indexação das tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado.

Para realizar a conversão do valor nominal obtido em termos reais, é necessário conhecer a inflação futura que descontam os instrumentos financeiros considerados na determinação, ou seja, a inflação que descontam os bônus do tesouro dos EUA a 10

anos (UST10), já que o rendimento desses títulos é nominal. Essa inflação representa a expectativa do mercado, ou seja, de todos os agentes da economia, e não está sujeita ao viés do tomador. Adicionalmente, resulta um valor relativamente estável ao longo do tempo.

A inflação utilizada para descontar os instrumentos financeiros varia segundo a “maturity” do instrumento. Para obter a inflação que descontam os bônus do tesouro dos EUA a 10 anos, utiliza-se o “spread” entre os rendimentos do bônus indexado por inflação a 10 anos (TIPS10, *Treasury inflation protection securities*) e o rendimento do UST10.

Consistentemente com o procedimento utilizado para a determinação da taxa livre de risco, é considerada a média desse parâmetro durante o período de junho/1998 a junho/2003. Deste modo, obtém-se uma taxa de inflação de 1,7%.

É importante mencionar que o risco cambial, devido a sua forma de estimativa, é expresso nominalmente em termos da inflação externa, pelo que não é necessário descontar a inflação local sobre este componente.

Inflação em USD longo prazo [%]	p_i		Spread dos rendimentos dos bônus do tesouro dos EUA não indexados e indexados (UST e TIPS) a 10 anos. Período junho/98 a junho/03.	1,70
---------------------------------	-------	--	--	------

Custo de capital real para aplicar em fundos em moeda local depois dos impostos [%]	$WACC_r$	$[(1+WACC)/(1+p_i)]-1$	Aplicação da fórmula de conversão em termos reais.	13,13
---	----------	------------------------	--	-------

Aplicando o procedimento tradicional para converter um retorno nominal a termos reais, obtém-se um custo de capital real para aplicar em fundos em moeda local, após os impostos, de 13,13%.

ANEXO II - ANÁLISE E AVALIAÇÃO DOS VALORES DOS CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS

II.1 Introdução

O objetivo deste Anexo é apresentar a análise e avaliação realizada das despesas operacionais (OPEX) projetadas pela Gás Brasileiro para serem consideradas na equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) na determinação do valor inicial da Margem Máxima para o segundo ciclo tarifário.

O conceito de Despesas Operacionais inclui todos os gastos vinculados à operação e à manutenção das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e administração da Concessionária. Não estão incluídos na análise os impostos e as depreciações, que são considerados de forma específica na aplicação da equação do FCD.

II.2 Metodologia

A análise das Despesas Operacionais projetadas pela Gás Brasileiro no Plano de Negócios apresentado à CSPE foi baseada nas fontes de informação descritas a seguir.

- Despesas projetadas pela Concessionária para o ciclo tarifário sob análise, contidas no Plano de Negócios;
- Indicadores calculados a partir das despesas projetadas pela Concessionária.

Na análise, se verifica a razoabilidade dos valores dos diversos itens de gastos da Concessionária, comparando os indicadores calculados com parâmetros de outras empresas do mesmo setor. Nesta análise, leva-se em conta o fato de a Concessionária ter iniciado efetivamente suas operações em 2003.

II.3 Informação Histórica

A Gás Brasileiro iniciou suas atividades comerciais em fevereiro de 2003. As informações históricas da Concessionária apresentadas à CSPE compreendem portanto um período curto de apenas onze meses (fev/2003 a dez/2003). Neste período, a empresa terminou o ano com um quadro de 58 clientes (essencialmente industriais e comerciais), uma extensão de 142 km de rede, dois subsistemas habilitados e um volume de vendas total de 35 milhões de metros cúbicos. Na tabela a seguir apresentam-se as despesas para o período em análise.

OPEX	R\$
Pessoal	5.337.019
Veículos	217.002
Aluguel (Terrenos e Edifícios)	353.387
Materiais e Insumos	159.166
Sistemas de Informática	386.138
Comunicações	310.062
Outras	2.160.830
Máquinas e Ferramentas	-
Perda de Gás	60.473
TOTAL	8.984.077

A seguir, apresentam-se alguns comentários para aos itens de gastos apresentados pela Concessionária.

- Pessoal: a quantidade de empregados ao final do ano foi de 44. O número inclui um diretor técnico da empresa matriz. De um modo geral, os salários correspondem aos praticados na área de concessão.
- Veículos: os gastos são essencialmente de combustível para 27 veículos, dos quais 10 estão destinados à supervisão de obras.
- Materiais e insumos: correspondem a materiais diversos, para uso operacional, do pessoal e de escritórios.
- Sistemas de Informática: correspondem a gastos relacionados com computadores pessoais e software de pequeno porte. Não se observam gastos relacionados com sistemas de grande porte.
- Comunicações: basicamente são gastos com telefones e comunicações de dados.
- Outras despesas: correspondem a diversos gastos, onde os mais importantes estão relacionados com gastos de pessoal estrangeiro, assessoria jurídica, auditoria e consultoria.
- Perdas de gás: são essencialmente formadas pelas purgas necessárias para a colocação em serviço de novos trechos de rede.

Em geral se observa uma intenção da empresa em não construir inicialmente uma grande infra-estrutura, optando por um crescimento gradual. A quantidade de pessoal apresentada é relativamente pequena, considerando que boa parte tem como dedicação principal a engenharia, logística e supervisão das obras. Nos sistemas de informação, por sua vez, não foram considerados a implantação de sistemas de grande porte, além de se observar a operação do negócio com uma infra-estrutura mínima de computadores pessoais.

II.4 Informação do Plano de Negócios

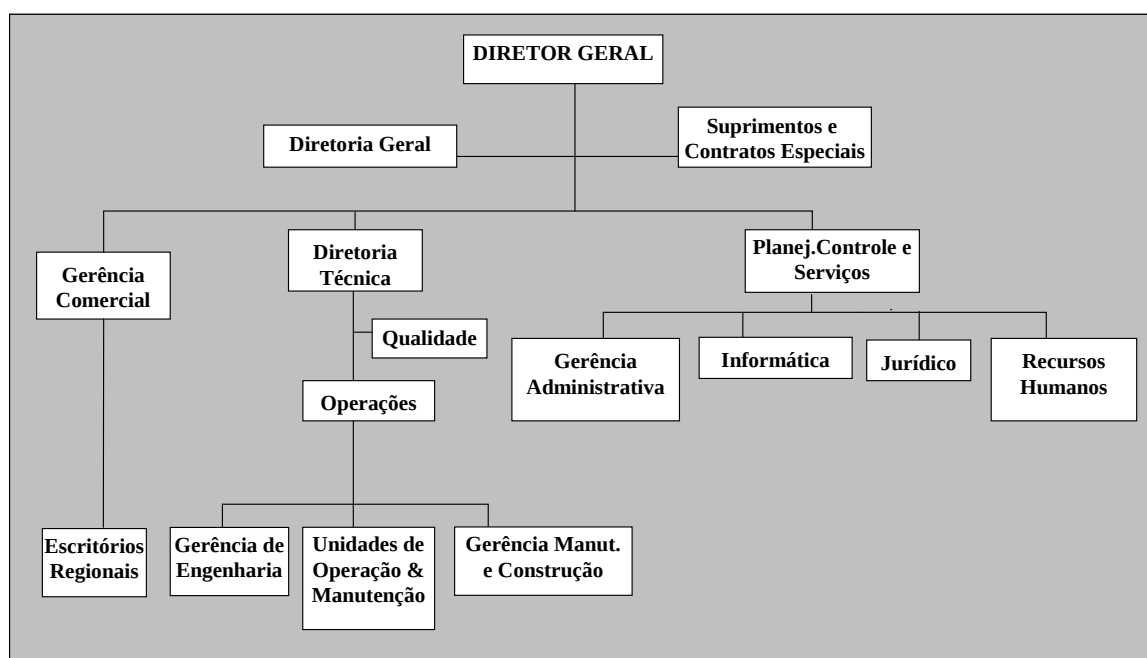
No Plano de Negócios apresentado pela Gás Brasileiro, a projeção de Despesas Operacionais para o segundo ciclo tarifário, compreendido entre o período de dezembro de 2004 a dezembro de 2009, é a indicada de forma resumida na tabela a seguir.

OPEX		2005	2006	2007	2008	2009	Total
Pessoal	R\$	6.285.420	6.481.958	6.714.891	7.343.805	7.611.738	34.437.812
Veículos	R\$	552.485	643.524	734.266	824.375	915.228	3.669.877
Aluguel (Terrenos e Edifícios)	R\$	1.955.028	2.167.256	2.394.624	2.811.282	3.072.340	12.400.530
Materiais e Insumos	R\$	1.070.372	1.419.618	2.163.696	2.848.477	3.197.140	10.699.302
Sistemas de Informática	R\$	681.070	693.450	699.830	724.210	730.590	3.529.150
Comunicações	R\$	353.910	398.667	445.864	490.621	540.645	2.229.707
Outras Despesas	R\$	4.097.254	5.013.087	6.117.777	6.994.241	7.958.049	30.180.408
Máquinas e Ferramentas	R\$	95.220	92.090	82.510	91.330	113.700	474.850
Perdas de Gás	R\$	440.973	606.944	1.512.106	2.623.770	2.805.312	7.989.104
Total	R\$	15.531.731	17.516.594	20.865.564	24.752.111	26.944.742	105.610.741

As despesas com os itens Pessoal, Outras Despesas e Aluguel correspondem aos montantes mais expressivos para o período, correspondendo respectivamente a 33%, 29% e 12% do valor total das despesas operacionais estimadas e totalizando cerca de 73% do mesmo montante.

Pessoal

A seguir é descrita a estrutura organizacional da Concessionária, apresentando-se o organograma da empresa.



As despesas de pessoal, agrupadas de acordo com o organograma acima, são apresentadas a seguir.

Despesas de Pessoal	Quantidade de Pessoal (2009)	Total Despesas (R\$)	% do Total Despesas
Diretoria Geral	5	3.162.805	9,2%
Suprimentos e Contratos Especiais	4	1.885.150	5,5%
Gerência Comercial	6	2.180.730	6,3%
Escritórios Regionais	7	1.576.625	4,6%
Diretoria Técnica	3	3.085.680	9,0%
Qualidade	2	1.046.630	3,0%
Operações	3	3.955.195	11,5%
Gerência de Engenharia	7	2.447.381	7,1%
Unidades de Operação e Manut.	23	4.140.029	12,0%
Gerência Manut. e Construção	5	2.171.637	6,3%
Planej. Controle e Serviços	1	3.203.265	9,3%
Gerência Administrativa	8	2.125.725	6,2%
Informática	2	849.035	2,5%
Jurídico	2	1.257.995	3,7%
Recursos Humanos	2	1.349.930	3,9%
TOTAL	80	34.437.812	100,0%

A quantidade média de pessoal no período é de 67 empregados. Considerando esta média, o gasto médio por empregado é de R\$ 8.566 por mês, incluindo encargos legais e outros. Esse custo médio corresponde a um profissional médio, correspondendo a um valor coerente com os cargos que a empresa especifica no Plano de Negócios. O crescimento da quantidade de empregados está vinculado ao crescimento de clientes e às redes como consequência da habilitação sucessiva de novos subsistemas.

Veículos

Em 2009 a quantidade de veículos é de 31, sendo a média no período de 27 veículos. Dos gastos alocados ao item Veículos, 34% correspondem a aluguel de veículos. O gasto mensal médio por veículo (excluído aluguel) é de R\$ 1.505, e corresponde basicamente a combustível.

Aluguel (Terrenos e Edifícios)

Os montantes no item Aluguel compreendem despesas relacionadas aos seguintes itens:

Aluguel (Terrenos e Edifícios)	Total Aluguel (R\$)	% do Total Aluguel
Materiais de Limpeza	7.680	0,1%
Manutenção e Limpeza de Locais	1.011.760	8,2%
Vigilância	13.440	0,1%

Aluguel (Terrenos e Edifícios)	Total Aluguel (R\$)	% do Total Aluguel
Aluguel de Imóveis	1.507.600	12,2%
Energia Elétrica	441.120	3,6%
Condomínio	413.760	3,3%
Impostos	103.680	0,8%
Água	36.480	0,3%
Manutenção Instalação Ordinária	5.417.810	43,7%
Manutenção de Edificações Ordinárias	3.199.200	25,8%
Ocupação Faixa de Domínio	248.000	2,0%
Total	12.400.530	100,0%

O crescimento progressivo destes gastos no período está vinculado à expansão geográfica na área de concessão. Em 2009 a empresa contará com 9 escritórios e 8 *citygates* habilitados.

Materiais e Insumos

Os gastos com Materiais e Insumos são formados principalmente por odorizante e manutenção de rede. Mostra-se um crescimento progressivo no período de acordo com o incremento das instalações. Em 2009 o comprimento total de rede projetado é de 756 km.

Sistemas de Informática

Durante o período analisado, a estratégia da empresa persiste em operar utilizando computadores pessoais e contratando serviços específicos, não incorporando sistemas de grande porte. Conseqüentemente, os gastos estão principalmente vinculados a estes dois itens.

Comunicações

Neste item os gastos projetados estão vinculados a serviços de telefones fixos e móveis principalmente.

Outras Despesas

Os montantes atribuídos ao item Outras Despesas compreendem despesas relacionadas aos seguintes itens:

Outras Despesas	Total Outras Despesas (R\$)	% do Total Outras Despesas
Sedes e Periferias	3.263.819	10,8%
Diretoria Geral	159.998	0,5%
Representação Institucional	2.096.050	6,9%
Recursos Humanos	79.120	0,3%
Administrativo	1.876.182	6,2%
Secretaria Geral	5.709.802	18,9%

Outras Despesas	Total Outras Despesas (R\$)	% do Total Outras Despesas
Jurídico	5.354.718	17,7%
Plano Comercial	8.591.617	28,5%
Despesas Financeiras	3.049.103	10,1%
Total	30.180.408	100,0%

Neste montante, os itens mais importantes correspondem aos gastos com Secretaria Geral (institucionais), Jurídicos e Plano Comercial. Os gastos jurídicos são fortemente afetados pelas gestões de apropriação e servidão. O plano comercial é parte essencial para a captação de clientes e conseqüentemente para o alcance das metas projetadas com relação ao volume de vendas.

Máquinas e Ferramentas

Os gastos com máquinas e ferramentas incluem os itens típicos de uma empresa distribuidora de gás: análise de gás e aferição de instrumentos e medidores.

Perdas de Gás

O item Perdas de Gás considerado e estimado pela Gás Brasileiro no Plano de Negócios corresponde a 1,0% do volume faturado (percentagem mantida constante durante todo o ciclo tarifário), valorado a preços médios de aquisição do gás.

II.5 Análise da Informação do Plano de Negócios

A análise das Despesas Operacionais projetadas pela Gás Brasileiro no Plano de Negócios apresentado à CSPE foi realizada através da avaliação de alguns indicadores calculados a partir dos montantes informados para as despesas operacionais, do número de empregados, veículos e computadores pessoais projetados.

A tabela a seguir apresenta o número de funcionários, veículos e computadores pessoais (PC e Notebook) estimados pela Gás Brasileiro no Plano de Negócios para cada ano do segundo ciclo tarifário.

	2005	2006	2007	2008	2009
Número de Empregados	56	60	64	75	80
Veículos	23	25	27	29	31
Computadores Pessoais	54	61	68	81	88

A tabela a seguir apresenta os indicadores analisados para a avaliação das despesas operacionais da Gás Brasileiro.

	2005	2006	2007	2008	2009
Computadores Pessoais/Funcionário	0,96	1,02	1,06	1,08	1,10
Veículos/Funcionário	0,41	0,42	0,42	0,39	0,39
Despesas de Pessoal/(Funcionário*Ano) (R\$/F.)	112.240	108.033	104.920	97.917	95.147
Despesas Totais/(km de rede*ano) (R\$/km)	44	40	42	38	36
Despesas Totais/(Usuário*Ano) (R\$/Us.)	5.289	2.410	1.719	1.499	931
Usuários/Funcionário	52,44	121,14	189,61	220,14	361,88

Os indicadores de computadores por funcionário e veículos por funcionário se apresentam razoáveis para este tipo de empresa. Em particular, no caso dos veículos é necessário levar em conta que boa parte está dedicada à supervisão de obras, e que portanto corresponde a quantidade significativa para todo o período.

Os gastos de pessoal por empregado se apresentam consistentes com o nível de elevado do quadro de funcionários projetados.

Em relação aos gastos totais por quilômetro de rede, pode-se dizer que o valor é relativamente baixo devido a dois fatores: a) a dispersão dos clientes acarreta a necessidade de mais km de rede por cliente e, portanto, os gastos com administração e comercial resultam mais diluídos, b) de um modo geral a empresa se apresenta austera em suas projeções de gastos.

O indicador mais importante corresponde ao gasto total por cliente. Neste indicador, se observa uma grande distorção no começo do período, quando a empresa é ainda muito pequena. Entretanto, no final do segundo ciclo, mais precisamente no ano 2009 quando a Concessionária se encontra com valores de extensão de rede e quantidade de clientes mais expressivos, o gasto por cliente é cerca de R\$ 931, ou seja mais próximo do valor esperado para uma empresa distribuidora de gás canalizado.

Por sua vez, a relação de clientes por funcionário melhora ao longo do período na medida em que se vão incorporando novos clientes na rede. A tendência apresentada caminha para valores esperados para empresas distribuidoras de gás canalizado.

Como conclusão geral, pode-se dizer que a empresa tem gastos apropriados tendo em conta que começou suas operações em fevereiro de 2003. Os indicadores começam a se aproximar dos esperados para uma empresa de distribuição de gás canalizado no final do segundo ciclo, isto é, no ano de 2009, ainda que a empresa continue sendo relativamente de pequeno porte. Pelo exposto, entende-se que os gastos projetados são razoáveis para o segundo ciclo tarifário.

II.6 Proposta da CSPE

Os indicadores calculados a partir das despesas operacionais apresentadas pela Concessionária mostram uma tendência correta com os valores praticados em outras distribuidoras de gás canalizado. Levando em conta que a empresa iniciou sua operação em 2003, verifica-se que ao final do ciclo analisado a empresa ainda se encontra sem escala para as devidas vantagens em sua gestão. Conseqüentemente propõe-se não realizar mudanças ao plano de despesas projetado para o segundo ciclo tarifário.

ANEXO III - ANÁLISE E AVALIAÇÃO DO PLANO DE INVESTIMENTOS (CAPEX): INFORMAÇÃO HISTÓRICA E A PROPOSTA NO PLANO DE NEGÓCIOS

Neste Anexo, é apresentada a análise dos valores monetários dos investimentos (CAPEX) previstos para o segundo ciclo tarifário no Plano de Negócios apresentado pela Gás Brasileiro à CSPE a serem introduzidos na equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) utilizada para a determinação do valor inicial da margem máxima (parâmetro P_0).

III.1 Metodologia Aplicada

A análise dos preços unitários dos Investimentos em rede projetados no Plano de Negócios é baseada em três fontes de informação descritas a seguir:

- Preços do mercado brasileiro e de outros mercados da região, obtidos de empreiteiros, fornecedores de materiais e obras realizadas por outras Concessionárias de distribuição de gás canalizado.
- Preços históricos da própria Concessionária.
- Preços dos investimentos projetados pela Gás Brasileiro no Plano de Negócios.

A informação de fornecedores, empreiteiros e obras realizadas por outras Concessionárias permite comparar os valores apresentados pela Gás Brasileiro com aqueles praticados por outras empresas. Em particular, nas obras de gás canalizado as condições atuais para efetuar comparações são adequadas, uma vez que em todo o Brasil estão sendo desenvolvidas redes em áreas urbanas, gasodutos de interconexão e de fornecimento a usuários industriais. Nessa comparação, devem ser consideradas as diferenças existentes nos custos regionais.

Uma vez obtidos os dados de mercado e considerando os dados históricos da Concessionária, é realizada a análise dos valores propostos para os investimentos projetados. Havendo necessidade, esses valores são ajustados com base em preços de referência.

III.2 Informação Histórica

A informação histórica da empresa se resume ao ano 2003. Nesse ano, analisam-se os investimentos globalmente em função dos quilômetros de rede construídos e das tubulações que correspondem aos componentes mais importantes no montante total de investimentos. A tabela a seguir apresenta os investimentos realizados em 2003:

CAPEX	2003 (R\$)
Rede	29.700.706
Outros investimentos	2.985.898
Total	32.686.604

Os investimentos de rede incluem ECP, válvulas, etc. e correspondem a 142 km de comprimento. O preço médio global destes investimentos resulta em R\$ 209 por metro. Este valor demonstra a eficiência da Concessionária na gestão dos preços dos contratos, tendo em vista que aproximadamente a metade da rede é composta por aço (70 bar) e a outra metade de polietileno (10 bar), com diâmetros usuais de redes tronco em ambos os casos.

Os investimentos em tubulações em 2003 são apresentados na tabela a seguir.

Rede	Comprimento (m)	Custo Total (R\$)	Custo unitário (R\$/m)
LPD - Aço	72.627	15.498.301,75	213,40
RD - Polietileno	69.409	5.201.946,16	74,95

Quanto aos preços de tubulações, as conclusões são as mesmas já expostas para a rede total.

III.3 Informação do Plano de Negócios

A seguir é apresentada a informação resumida das projeções realizadas pela Gás Brasileiro.

A informação utilizada como base foi apresentada pela Gás Brasileiro à CSPE em junho de 2004. Inclui-se nessa informação os arquivos classificados por sistema de distribuição, além de arquivo resumo dos investimentos.

Nos arquivos de cada sistema, encontram-se os investimentos projetados para todo o período por instalação (Tubulações, Conjunto de Válvulas, Estação de Transferência de Custódia, Estação de Odorização e Fibra Óptica), com as quantidades e os preços unitários.

No arquivo resumo, encontram-se os montantes de investimento ano a ano para cada sistema de distribuição, identificados separadamente em Rede Primária (RP), Rede Secundária (RS), Estação de Controle de Pressão (ECP), Estação de Transferência de Custódia (ETC) e Outros Investimentos.

Vale ressaltar que os valores apresentados pela Gás Brasileiro para as quantidades (unidades de instalação e comprimento de rede) e para os preços unitários não respeitam o formato solicitado pela CSPE, definido na NT1 no qual se exige as informações em valores anuais.

A tabela a seguir apresenta os investimentos por sistema de distribuição.

CAPEX		2005	2006	2007	2008	2009	Total
Araraquara – Matão	R\$	24.490.298	1.560.131	292.279	328.051	488.147	27.158.906
Matão – Luis Antonio	R\$	2.936.543	19.780.563	417.710	0	0	23.134.815
Luis Antonio – Ribeirão Preto	R\$	1.313.590	7.275.287	13.027.702	14.988.067	3.066.313	39.670.959
Sertãozinho	R\$	0	0	0	526.334	1.139.006	1.665.340
São Carlos	R\$	657.173	672.987	758.165	816.858	913.246	3.818.430
Bilac	R\$	438.541	494.301	282.199	312.747	1.370.491	2.898.279
Valparaíso	R\$	2.786.453	6.804.332	0	0	0	9.590.785
Lins	R\$	646.731	5.730.510	6.004.180	0	30.152	12.411.573
Marília	R\$	0	1.584.604	2.904.648	24.293.413	1.997.482	30.780.147
Bauru	R\$	0	646.460	3.397.167	16.335.265	19.432.805	39.811.697
Agudos	R\$	0	0	0	0	605.360	605.360
Lençõs Paulistas	R\$	0	0	0	0	628.856	628.856
Barra Bonita	R\$	0	0	0	0	169.479	169.479
Itápolis	R\$	0	0	827.400	4.907.913	16.720.673	22.455.985
Catanduva	R\$	0	0	0	1.423.988	2.473.568	3.897.556
Bebedouro	R\$	0	0	0	612.263	2.181.955	2.794.218
Colina	R\$	0	0	0	210.262	766.145	976.407
São João do Rio Preto	R\$	0	0	0	0	440.249	440.249
Total	R\$	33.269.329	44.549.174	27.911.451	64.755.160	52.423.927	222.909.041

Os investimentos por ano e tipo de equipamento são apresentados na tabela a seguir.

CAPEX		2005	2006	2007	2008	2009	Total
RS	R\$	3.896.106	8.651.105	6.176.820	14.016.475	13.077.848	45.818.354
RP	R\$	28.555.513	30.968.245	17.009.181	50.092.305	30.238.519	156.863.761
ECP	R\$	40.125	729.825	525.450	244.500	0	1.539.900
UTE	R\$	0	0	0	0	0	0
GNC	R\$	482.380	0	0	401.880	401.880	1.286.141
GNV	R\$	295.205	0	0	0	305.680	600.885
Citygate	R\$	0	4.200.000	4.200.000	0	8.400.000	16.800.000
Outros Investimentos	R\$	416.770	373.960	376.379	452.369	424.859	2.044.337
Total	R\$	33.269.329	44.549.174	27.911.451	64.755.160	52.423.927	224.953.378

O Plano de Negócios projeta a instalação de 1.062 km de rede para o segundo ciclo tarifário. Considerando os investimentos totais em redes, R\$ 222 milhões, incluindo os *citygates*, o custo médio de rede apresentado pela Concessionária é cerca de R\$ 210 por metro.

Por sua vez, o item Outros Investimentos (não específicos) apresenta um montante de muito pouco peso em relação ao total do plano para o ciclo. Este valor é composto basicamente de investimentos na área de informática, correspondendo a 57% do valor total para Outros Investimentos.

Tubulações

Na tabela a seguir são apresentados os custos unitários médios das tubulações e os comprimentos das obras de expansão:

Tubulações das Obras de Expansão					
Material	Diâmetro (mm)	Comprimento (m)	Custo Unitário Obra (R\$/m)	Custo Unitário Material (R\$/m)	Custo Unitário Total (R\$/m)
AÇO	400	-	-	-	-
AÇO	350	-	-	-	-
AÇO	300	24.000	235,75	543,00	543,00
AÇO	250	151.000	218,50	485,35	485,35
AÇO	200	278.000	143,75	367,44	367,44
AÇO	150	143.700	86,25	280,29	280,29
PEAD	225	30.300	120,64	302,92	302,92
PEAD	180	55.400	75,10	237,17	237,17
PEAD	125	24.500	35,77	187,69	187,69
PEAD	90	34.660	21,16	149,94	149,94
PEAD	63	55.250	9,66	120,36	120,36
PEAD	32	265.800	2,76	100,56	100,56

Observa-se que o 56% do comprimento é de aço e o 44% de polietileno. Além disso, o diâmetro predominante em aço é de 200 mm, correspondendo a 47% do comprimento total em aço. Para polietileno, por sua vez, o diâmetro predominante é de 32 mm correspondendo a 57% do comprimento total em polietileno.

III.4 Referências de Mercado

Neste anexo são apresentados os preços obtidos em pesquisas realizadas no mercado para obras em aço e polietileno, no Brasil e na região. Em cada tabela são indicadas as fontes respectivas das informações.

Nos ativos atuais e no Plano de Negócios, a parte mais importante dos investimentos está no item de Tubulações. O maior número de amostras levantadas, portanto, refere-se a esse item. A seguir são apresentados os preços levantados para tubulações em polietileno e aço:

Tubulações de PE Área Urbana com Materiais		63 mm	90 mm	125 mm	150 mm	180 mm
Urbana Pavimento e Calçada (1)	R\$/m			170	190	200
Urbana Natural (1)	R\$/m			105	120	140
Médio Área Urbana (2)	R\$/m					240
Área Urbana (3)	R\$/m		105	165		205
Área Urbana (3) (Interior)	R\$/m	95	100	200		280
Média Preço	R\$/m	95	103	178	190	231

- (1) Preços de obras de São Paulo e Paraná;
 (2) Preços de obras do Rio de Janeiro;
 (3) Preços de obras de Montevideú e interior do Uruguai.

Tubulações de Aço (sem Materiais)		4"	6"	8"	10"	14"	20"	30"
Urbana Pavimento e Calçada (1)	R\$/m	200	225	235	260			
Urbana Natural (1)	R\$/m	110	120	175	180			
Interior Urbana Pav. e Calçada (1)	R\$/m	140	180	185	190			
Interior Urbana Natural (1)	R\$/m	110	140	145	140			
Interior Pavimento (1)	R\$/m	130	140	200	290			
Interior Natural (1)	R\$/m	65	80	80	90			
Urbana (2)	R\$/m	350		400		460		
Rural (2)	R\$/m	200		230		290		
Urbana (2)	R\$/m			190		420		
Rural (2)	R\$/m			150		250		
Área Urbana (3)	R\$/m		210	270				
Metropol Urbana (2)	R\$/m	240	360	480	600	840	1.200	1.800
Metropol Rural (2)	R\$/m	144	216	288	360	504	720	1.080
Média Preço Máximo	R\$/m	212	223	280	335	573	1.200	1.800
Média Preço Mínimo	R\$/m	126	139	178	193	348	720	1.080

- (1) Preços de obras de São Paulo e Paraná;
 (2) Preços de obras do Rio de Janeiro;
 (3) Preços de obras de Montevideú e Interior do Uruguai;

Tubulações Aço (Material) (4)	500 psig 10"	250 psig 12"	250 psig 8"	100 psig 10"	100 psig 6"
R\$/m	240	200	160	140	100

- (4) Preços de fornecedores brasileiros.

III.5 Comparações de preços

Como anteriormente mencionado, o preço médio dos investimentos apresentados pela Gás Brasileiro em seu Plano de Negócios é de R\$ 209 por metro, valor que intrinsecamente é aceitável. Além disso, este valor é consistente com a média de 2003 já praticada pela empresa também de R\$ 209 por metro.

Pode-se comparar ainda os preços das tubulações com os preços de mercado, uma vez que este item corresponde ao investimento mais pesado do plano. As tubulações de polietileno apresentam preços muito similares entre cada diâmetro. Os canos utilizados pela Gás Brasileiro são em maior parte de P 100. Por sua vez, as tubulações em aço projetadas pela Concessionária são de 70 bar, que são comparáveis com os preços de tubulações com 500 psig dado que para este tipo os preços unitários apresentados pela empresa estão abaixo dos praticados no mercado.

III.6 Proposta da CSPE

A análise dos investimentos propostos no Plano de Negócios da Gás Brasileiro, permitiu verificar que os preços praticados se enquadram com os esperados, levando em consideração as informações de mercado disponíveis e os próprios antecedentes da empresa. Portanto propõe-se não realizar mudanças nos preços unitários de investimento projetados para o segundo ciclo tarifário.

Quanto ao cronograma de obras o regulador propõe antecipar em um ano os investimentos em rede primária relacionados ao plano que objetiva alcançar a cidade de Ribeirão Preto. Em função desta mudança, os investimentos anuais considerados na determinação do valor inicial da Margem Máxima para o segundo ciclo tarifário são os apresentados na tabela a seguir.

CAPEX considerado (R\$)					
2005	2006	2007	2008	2009	Total
56.337.382	33.654.282	27.117.670	54.995.259	52.848.786	224.953.378

ANEXO IV: BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA EM 30 DE DEZEMBRO DE 2003

Informações do Histórico enviadas pela Gas Brasileiro			
Ativos R\$ mil @ 31/12/2003	Bruto	Depreciação	Líquido
Intangíveis	899		899
Terrenos			-
Edifícios			-
Estruturas e benfeitorias	624	12	612
Equipamentos e instalações	4 536	212	4 325
Veículos	750	253	497
Rede de distribuição			-
Ramais	25 038	721	24 317
Gerais			-
Medidores			-
Móveis e utensílios	840	409	430
Obras em andamento			-
Materiais para construção			-
Total	32 687	1 607	31 080

Para o ano de 2004, a CSPE adotou a informação preliminar de que os investimentos realizados no período janeiro a setembro de 2004 seriam de R\$ 21 milhões. No cálculo do valor definitivo do parâmetro P_0 , este valor deverá ser formalmente informado, conforme item 2.4.1 desta NT.

ANEXO V – DETALHAMENTO CÁLCULO DO P₀ PELO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO – PLANO DE NEGÓCIOS

CÁLCULO P ₀		2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
REL AB/AL	105%						
Capital	60%						
Dívida	40%						
Imposto de Renda + CSSL	34%						
Taxa Média Anual Depreciação Ativos	3,97%	3,97%	3,97%	3,97%	3,97%	3,97%	3,97%

DESENVOLVIMENTO DO CÁLCULO DO P₀

Dados de Entrada - Valores Monetários em R\$ Dez/2003		dez/03	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
Gás Vendido	[MMm3]	35	71	134	184	251	306	359
Gás Vendido Médio Diário	[MMm³/d]		0,19	0,37	0,51	0,69	0,84	0,98
Incremento vendas por ano	[MMm³/d]		36	63	51	66	55	54
% Incremento ano	%		103%	89%	38%	36%	22%	18%
P ₀	[R\$/m3]	0,2169	0,2169	0,2169	0,2169	0,2169	0,2169	0,2169
Receitas @ P ₀	[MR\$]		15	29	40	54	66	78
Investimentos durante período	[MMR\$]		21	56	34	27	55	53
Baixas BRRB durante período	[MMR\$]		-	-	-	-	-	-
BRRB final período	[MMR\$]	33	54	110	144	171	226	279
AB Contábil final período	[MMR\$]	33	54	110	144	171	226	279
Depreciação BRRB	[MMR\$]		1	2	4	6	7	9
Depreciação Contábil	[MMR\$]		1	2	4	6	7	9
BRRB em Dez 2003	[MMR\$]	31						
Capital de Giro	[MR\$]	0,012	0	1	2	3	4	4
Opex	[MMR\$]				15,71	17,76	21,33	25,32
								27,61

A - DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS		dez/03	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
RECEITAS								
Receitas Vendas (líquidas)	[MR\$]			29	40	54	66	78
Receitas serviço de distribuição	[MR\$]			29	40	54	66	78
Outras receitas	[MR\$]			-	-	-	-	-
Outras receitas	[MR\$]			-	-	-	-	-
Total Receitas	[MR\$]			29	40	54	66	78
DESPESAS								
Custos de Gás Commodity	[MR\$]			-	-	-	-	-
Compras de Gás	[MR\$]			-	-	-	-	-
Custos de Transporte	[MR\$]			-	-	-	-	-
Compras de Transporte	[MR\$]			-	-	-	-	-
Custos de Distribuição	[MR\$]			(18)	(22)	(27)	(32)	(37)
Custos de Distribuição	[MR\$]			(16)	(18)	(21)	(25)	(28)
Depreciação Ativos Fixos	[MR\$]			(2)	(4)	(6)	(7)	(9)
Total Despesas	[MR\$]			(18)	(22)	(27)	(32)	(37)
Receitas antes de juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA)	[MR\$]			13	22	33	41	50
Lucro (Prejuízo) antes de juros e impostos (EBIT)	[MR\$]			11	18	27	34	41

B - BALANÇO GERAL		dez/03	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
Ativos Negócio								
Capital de Giro			1	2	2	3	4	4
Ativos Fixos		33	54	110	144	171	226	279
Depreciações acumuladas		-2	-3	-5	-9	-15	-22	-31
Total Ativo Negócio		31	52	107	136	159	207	252
Passivos e Patrimônio								
Dívida total		12	21	43	55	63	83	101
Patrimônio		19	31	64	82	95	124	151
Total Passivo e Patrimônio		31	52	107	136	159	207	252

FLUXO DE CAIXA LIVRE		dez/03	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
EBIT * (1 - taxa de imposto)				7	12	18	23	27
(+) Depreciação Contábil				2,1	4,4	5,7	6,8	9,0
(-) Investimentos de Capital				-56,3	-33,7	-27,1	-55,0	-52,8
(-) Capital de Giro				-0,7	-0,6	-0,8	-0,6	-0,6
(+) Recuperação/Amortização de ágio								
Fluxo de caixa livre				-47,6	-18,1	-4,1	-26,3	-17,2
Valor residual								251,9
Fluxo do Negócio			-51,6	-47,6	-18,1	-4,1	-26,3	234,7

TIR	13,13 %
WACC	13,13 %

Valor presente líquido do fluxo livre de caixa	52
Bens de uso ao início	-52
Diferença	0,0

P₀ - [R\$/m3] @ R\$ 04/04	0,2169
---	---------------

ANEXO VI – DETALHAMENTO CÁLCULO DO P₀ PELO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO – PLANO DE METAS MÍNIMAS

CÁLCULO P ₀		2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
REL AB/AL	105%						
Capital	60%						
Dívida	40%						
Imposto de Renda + CSSL	34%						
Taxa Média Anual Depreciação Ativos	3,97%	3,97%	3,97%	3,97%	3,97%	3,97%	3,97%

DESENVOLVIMENTO DO CÁLCULO DO P₀

Dados de Entrada - Valores Monetários em R\$ Dez/2003		dez/03	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
Gás Vendido	[MMm3]	35	71	134	184	251	306	359
Gás Vendido Médio Diário	[MMm³/d]		0,19	0,37	0,51	0,69	0,84	0,98
Incremento vendas por ano	[MMm³/d]		36	63	51	66	55	54
% Incremento ano	%		103%	89%	38%	36%	22%	18%
P ₀	[R\$/m3]	0,2077	0,2077	0,2077	0,2077	0,2077	0,2077	0,2077
Receitas @ P ₀	[MRS]		15	28	38	52	63	75
Investimentos durante período	[MMRS]		21	34	45	28	62	44
Baixas BRRB durante período	[MMRS]		-	-	-	-	-	-
BRRB final período	[MMRS]	33	54	87	132	161	223	267
AB Contábil final período	[MMRS]	33	54	87	132	161	223	267
Depreciação BRRB	[MMRS]		1	2	3	5	6	9
Depreciação Contábil	[MMRS]		1	2	3	5	6	9
BRRB em Dez 2003	[MMRS]	31						
Capital de Giro	[MMRS]	0	1	2	2	3	4	4
Opex	[MMRS]			15,70	17,75	21,31	25,29	27,58

A - DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS		dez/03	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
RECEITAS								
Receitas Vendas (líquidas)	[MRS]			28	38	52	63	75
Receitas serviço de distribuição	[MRS]			28	38	52	63	75
Outras receitas	[MRS]			-	-	-	-	-
Outras receitas	[MRS]			-	-	-	-	-
Total Receitas	[MRS]			28	38	52	63	75
DESPESAS								
Custos de Gás Commodity	[MRS]			-	-	-	-	-
Compras de Gás	[MRS]			-	-	-	-	-
Custos de Transporte	[MRS]			-	-	-	-	-
Compras de Transporte	[MRS]			-	-	-	-	-
Custos de Distribuição	[MRS]			(18)	(21)	(27)	(32)	(36)
Custos de Distribuição	[MRS]			(16)	(18)	(21)	(25)	(28)
Depreciação Ativos Fixos	[MRS]			(2)	(3)	(5)	(6)	(9)
Total Despesas	[MRS]			(18)	(21)	(27)	(32)	(36)
Receitas antes de juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA)	[MRS]			12	21	31	38	47
Lucro (Prejuízos) antes de juros e impostos (EBIT)	[MRS]			10	17	26	32	38

B - BALANÇO GERAL		dez/03	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
Ativos Negócio								
Capital de Giro			1	2	2	3	4	4
Ativos Fixos		33	54	87	132	161	223	267
Depreciações acumuladas		-2	-3	-5	-9	-14	-20	-29
Total Ativo Negócio		31	52	84	126	150	206	243
Passivos e Patrimônio								
Dívida total		12	21	34	50	60	83	97
Patrimônio		19	31	50	76	90	124	146
Total Passivo e Patrimônio		31	52	84	126	150	206	243

FLUXO DE CAIXA LIVRE		dez/03	2004 / 2005	2005 / 2006	2006 / 2007	2007 / 2008	2008 / 2009	2009 / 2010
EBIT * (1 - taxa de imposto)				7	11	17	21	25
(+) Depreciação Contábil				2,1	3,5	5,3	6,4	8,9
(-) Investimentos de Capital				-33,7	-44,9	-28,3	-62,4	-44,4
(-) Capital de Giro				-0,7	-0,6	-0,8	-0,6	-0,6
(+) Recuperação/Amortização de ágio								
Fluxo de caixa livre				-25,8	-30,8	-7,0	-35,7	-11,0

Valor residual								242,6
Fluxo do Negócio			-51,6	-25,8	-30,8	-7,0	-35,7	231,6

TIR	13,13 %
WACC	13,13 %

Valor presente líquido do fluxo livre de caixa	52
Bens de uso ao início	-52
Diferença	-0,0

P₀ - [R\$/m3] @ R\$ 04/04	0,2077
---	--------

ANEXO VII – DETALHAMENTO CÁLCULO DO VALOR EQUIVALENTE À MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO (MD) VIGENTE NO PERÍODO IMEDIATAMENTE ANTERIOR AO DA DATA DE APLICAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA

Valores Correntes	fev/03	mar/03	abr/03	mai/03	jun/03	jul/03
Consumidores	2	6	6	7	11	25
Volume (m3)	841 005	1 752 279	1 758 456	2 124 503	2 589 158	3 538 835
Receita (R\$)	424 001	905 355	899 567	1 095 619	1 332 193	1 805 438
Gás (R\$)	267 795	559 510	562 435	679 841	828 199	1 130 962
Margem (R\$)	156 206	345 845	337 132	415 778	503 995	674 476
Margem Média (R\$/m3)	0,1857	0,1974	0,1917	0,1957	0,1947	0,1906
	ago/03	set/03	out/03	nov/03	dez/03	jan/04
Consumidores	33	40	44	56	58	61
Volume (m3)	4 336 030	6 145 682	4 060 535	3 804 187	3 902 122	3 822 196
Receita (R\$)	2 188 901	3 074 856	2 147 201	2 072 249	2 145 394	2 255 345
Gás (R\$)	1 385 472	1 962 419	1 299 120	1 218 296	1 254 397	1 351 772
Margem (R\$)	803 429	1 112 437	848 081	853 953	890 997	903 573
Margem Média (R\$/m3)	0,1853	0,1810	0,2089	0,2245	0,2283	0,2364
	fev/04	mar/04	abr/04	mai/04	jun/04	MARGEM Fev/03 - Jun/04
Consumidores	75	83	99	113	126	
Volume (m3)	4 318 548	3 926 231	4 566 568	4 755 122	4 985 173	61 226 628
Receita (R\$)	2 609 321	2 394 463	2 758 857	2 879 221	3 021 701	34 009 681
Gás (R\$)	1 528 906	1 391 126	1 618 376	1 685 597	1 768 611	20 492 833
Margem (R\$)	1 080 415	1 003 337	1 140 480	1 193 623	1 253 091	13 516 848
Margem Média (R\$/m3)	0,2502	0,2555	0,2497	0,2510	0,2514	0,2208

Valores Dez/2003	fev/03	mar/03	abr/03	mai/03	jun/03	jul/03
Consumidores	2	6	6	7	11	25
Volume (m3)	841 005	1 752 279	1 758 456	2 124 503	2 589 158	3 538 835
Receita (R\$)	440 376	926 113	911 776	1 113 421	1 367 546	1 861 096
Gás (R\$)	278 137	572 338	570 069	690 887	850 177	1 165 827
Margem (R\$)	162 239	353 775	341 708	422 534	517 369	695 269
Margem Média (R\$/m3)	0,1929	0,2019	0,1943	0,1989	0,1998	0,1965
	ago/03	set/03	out/03	nov/03	dez/03	jan/04
Consumidores	33	40	44	56	58	61
Volume (m3)	4 336 030	6 145 682	4 060 535	3 804 187	3 902 122	3 822 196
Receita (R\$)	2 247 835	3 120 725	2 170 986	2 084 980	2 145 394	2 235 726
Gás (R\$)	1 422 774	1 991 694	1 313 511	1 225 781	1 254 397	1 340 013
Margem (R\$)	825 060	1 129 032	857 475	859 200	890 997	895 713
Margem Média (R\$/m3)	0,1903	0,1837	0,2112	0,2259	0,2283	0,2343
	fev/04	mar/04	abr/04	mai/04	jun/04	MARGEM Fev/03 - Jun/04
Consumidores	75	83	99	113	126	
Volume (m3)	4 318 548	3 926 231	4 566 568	4 755 122	4 985 173	61 226 628
Receita (R\$)	2 568 824	2 330 961	2 653 459	2 733 501	2 829 839	33 742 558
Gás (R\$)	1 505 177	1 354 233	1 556 549	1 600 288	1 656 313	20 348 164
Margem (R\$)	1 063 647	976 728	1 096 910	1 133 213	1 173 526	13 394 394
Margem Média (R\$/m3)	0,2463	0,2488	0,2402	0,2383	0,2354	0,2188

ANEXO VIII – ANÁLISE DO MERCADO PROPOSTO NO PN

O objetivo deste anexo é apresentar uma análise do mercado previsto para o segundo ciclo tarifário do Plano de Negócios da Gás Brasileiro.

A CSPE realizou estudos específicos sobre as previsões de demanda de gás da Concessionária, contidas no Plano de Negócios, para cada um dos segmentos de usuários atuais e potenciais. A seguir estão apresentadas as considerações de cada um dos segmentos que compõem o mercado.

Segmento Residencial

O PN da GB mostra uma manutenção do consumo específico no atual patamar, de cerca de 8 m³/mês, praticamente não se alterando ao longo dos 10 anos. O PN da GB mostra o seguinte crescimento para o mercado residencial:

Previsões de Crescimento do Mercado Residencial – PN GB						
Volume de Consumo						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total (mil m ³)	106,1	256,0	668,4	1.132, 6	1.545,9	2.706,1
Crescimento anual		141%	161%	69%	36%	75%
Número de Usuários						
Nº. Total Clientes	589	2.666	6.821	11.562	15.782	27.634
Crescimento anual (nº.)		2.077	4.155	4.740	4.221	11.851
Crescimento anual		353%	156%	69%	37%	75%

Os dados apresentados na tabela resultam em um crescimento à taxa média de 42% ao ano (em número de clientes), valor compatível com uma concessionária *greenfield*, que está penetrando no mercado.

Os dados apresentados pela GB, para este segmento, podem ser considerados razoáveis, correspondendo às expectativas da CSPE.

Segmento Comercial

O Plano de Negócios da GB mostra um aumento equivalente das taxas de crescimento do segmento comercial, ligeiramente inferior ao projetado para o segmento residencial. Estas previsões parecem razoáveis.

Previsões de Crescimento do Mercado Comercial – PN GB						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total mil m ³	298,6	413,0	1.017,3	1.322,6	1.651,2	3.124,2
Crescimento anual		38%	146%	30%	25%	89%

Segmento GNV e GNC

A projeção apresentada no Plano de Negócios da GB foi considerada adequada, nestes segmentos.

Previsões de Crescimento do Mercado GNV e GNC – PN GB						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total GNV (mil m ³)	3.828	8.340	11.320	14.970	16.920	20.320
Total GNC (mil m ³)	-	7.515	8.835	8.835	11.153	13.515
Participação GNV (%)	5,4%	6,2%	6,1%	6,0%	5,5%	5,7%
Participação GNC (%)	0,0%	5,6%	4,8%	3,5%	3,7%	3,8%

Obs.: participação do volume do segmento no total comercializado pela GB

Segmento Industrial

O Plano de Negócios da GB mostra os seguintes valores de volumes, clientes e taxas globais de crescimento para o mercado industrial:

Previsões de Crescimento do Mercado Industrial – PN GB						
Volume de Consumo						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total (mil m ³)	66.343	116.931	162.441	203.495	220.255	241.559
Crescimento anual		76%	39%	25%	8%	10%
Número de Usuários						
Nº. Total Clientes	42	53	66	70	93	116
Crescimento anual (nº.)		11	13	4	23	23
Crescimento anual		26%	25%	6%	33%	25%

Os volumes apresentados, para este segmento no Plano de Negócios da GB, se mostram compatíveis com os investimentos associados a este segmento.

Os montantes anuais e as taxas de crescimento também foram consideradas adequadas.

Demanda Total

Com base nas considerações expostas, a CSPE considera que a previsão de crescimento da demanda total de gás adotada pela GB é adequada para os fins de revisão tarifária. O histórico recente indica que a empresa possui uma política adequada de expansão da oferta do gás natural. Em consequência, a CSPE adotará, para fins de cálculo do valor inicial da Margem Máxima (P_0), os valores de projeção de volumes apresentados pela Concessionária, em seu Plano de Negócios.