

CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA DA
GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S/A

TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO

AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 002/2010

Consultoria:



Caixa Postal 1026
CEP 37.505-970 , Itajubá , MG
tel.: (35) 9182.1200
www.trconsultoria.com



SUMÁRIO

1	APRESENTAÇÃO	3
2	MARGEM MÁXIMA (P0)	3
2.1	ANÁLISE DO MERCADO	3
2.2	ANÁLISE DOS DISPÊNDIOS DE CAPITAL (CAPEX)	10
2.3	COMPOSIÇÃO DO OPEX	14
2.4	OPEX PREVISTO NO SEGUNDO CICLO	17
2.5	OPEX PREVISTO PARA O TERCEIRO CICLO	18
2.6	COMPRA DE ODORANTE	20
2.7	GESTÃO DE COBRANÇA	21
3	PROCESSO DE ABERTURA DA COMERCIALIZAÇÃO	21
3.1	PARTICIPAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO NO OPEX	22
4	TERMO DE AJUSTE K	23
5	ESTRUTURA TARIFÁRIA	27
5.1	CUSTO MARGINAL DE LONGO PRAZO COMO TARIFA DE REFERÊNCIA	27
5.2	HETEROGENEIDADE DO IMPACTO DA PROPOSTA DE ESTRUTURA TARIFÁRIA	28

1 APRESENTAÇÃO

O presente relatório avalia sob a ótica do consumidor:

- **a Margem Máxima (P0)** proposta pela ARSESP Nota Técnica GNSPS/03/2010;
- **o processo de abertura da comercialização** que estabelece o fim da exclusividade de parte do mercado da Gás Natural São Paulo Sul;
- **o Termo de Ajuste K** aplicado às tarifas da Gás Natural São Paulo Sul S/A, relativo aos 4º e 5º ano do segundo Ciclo Tarifário;
- **a nova estrutura tarifária** proposta pela concessionária e aprovada pela ARSESP, conforme Notas Técnicas nº GNSPS/03/2010 e nº GNSPS/04/2010.

2 MARGEM MÁXIMA (P0)

Por princípio, a ARSESP preza por proteger o consumidor com relação a preços e aplicar metodologias que proporcionem a eficiência e a modicidade tarifária. Neste sentido a ABRACE acredita compartilhar dos mesmos interesses, uma vez que ambas as instituições buscam evitar a existência de subsídios cruzados entre as classes de consumidores, ao mesmo tempo em que perseguem tarifas de distribuição que reflitam as reais condições do mercado de gás natural.

2.1 Análise do Mercado

A previsão de mercado a partir da análise da evolução histórica do próprio mercado atendido pela GNSPS reflete, pelo menos, dois grandes eventos ocorridos ao longo do segundo ciclo tarifário: a crise econômica internacional ocorrida em 2008 e o não cumprimento do desenvolvimento do mercado e rede previstos em 2004.

O mercado de gás natural no Brasil está em um segundo nível de maturidade¹

¹ Usando a definição de Estrada, 1995.

que se caracteriza pelo forte crescimento que ainda predomina o consumidor industrial, mas com uma importante diversificação dentre os consumidores. A Figura 2.1 ilustra a pequena capilarização do sistema de distribuição com pouca participação do mercado residencial e de GNV.

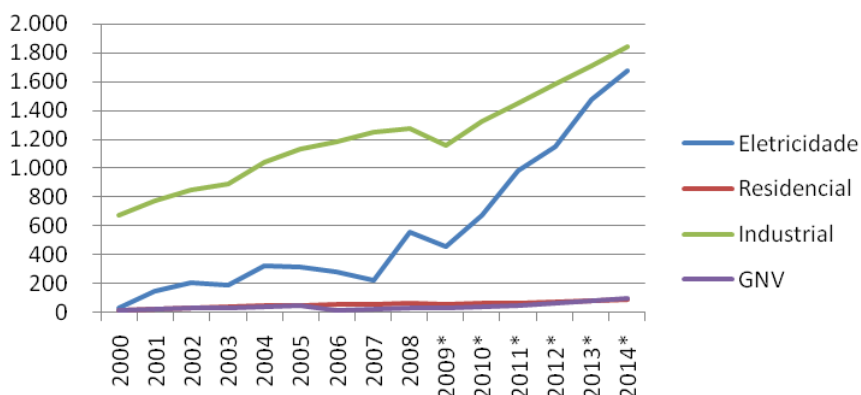


Figura 2.1- Demanda Brasileira de Gás por Setor (MCF/dia) – histórico e previsão, CERA, 2009²

O setor industrial apresenta historicamente uma acentuada taxa de crescimento e as projeções é que esse cenário se mantenha. Segundo as projeções desenvolvidas pela CERA (2009), acredita-se que nos próximos cinco anos o crescimento tanto da demanda elétrica quanto industrial deve continuar ou mesmo se acelerar. No que concernem as previsões feitas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2010), o crescimento agregado nacional dos próximos cinco anos será em torno de 60%. Contudo, como se prevê que o crescimento do Nordeste será mais acelerado, o crescimento da região Sudeste deve situar-se em torno de 55%, o que representa 11,3% de crescimento médio anual.

Como se pode observar na Figura 2.2, existe uma enorme disparidade entre as projeções de crescimento da ARSESP e da EPE. Visto que historicamente o crescimento da região não mostrou nenhum indício de se manter abaixo da média nacional. Como se argumenta a seguir, excluído o período excepcional de elevação do preços das commodities, projeções para o mercado da GNSPS não devem ser tão

² Elaboração TR Consultoria com dados do IHS CERA (Cambridge Energy Research Associates Database).

pessimistas.

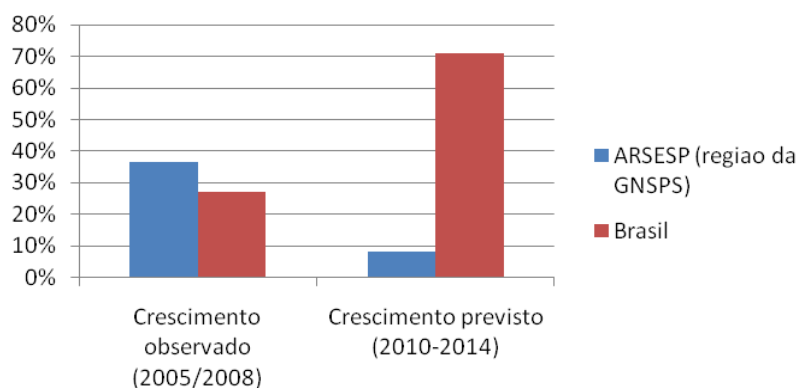


Figura 2.2 - Consumo de gás - âmbito nacional e na região da GNSPS³

Na revisão tarifária de 2004 foram previstas no Plano de Negócios aprovado pelo regulador as seguintes metas de expansão:

Tabela 2.1 – Indicadores PN 2004

INDICADORES	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009
Despesas/Ano Ajustadas (R\$)	20.777.428	19.154.128	18.179.438	19.639.146	20.694.598
Usuários Totais (Qde.)	21.885	29.876	37.575	45.836	53.937
Despesas por Usuário (R\$/usu.)	949	641	484	428	384
Comprimento Total Rede (km)	949	1.189	1.320	1.429	1.530
Despesas/km de Rede (R\$/km)	21.903	16.115	13.774	13.741	13.525

Fonte: N1-GNSPS pág.29

Observa-se na Figura 2.3 que a proporção entre os quilômetros de rede e a quantidade de consumidores projetada no PN em 2004 foi adequadamente verificada no ciclo anterior. No entanto, não se realizou o crescimento esperado do número de consumidores.

Tabela 2.2 – Indicadores Realizados PN 2004

2004 Realizado Anual				
Ano	2005	2006	2007	2008
Comprimento Total Rede (km)	937	1.054	1.121	1.267
Usuários Totais (Qde.)	22.153	25.400	28.761	31.586

³ Fonte: elaboração TR Consultoria com dados da EPE 2010 (Plano Decenal de Energia 2010-2019) e da ARSESP NT GNSPS/03/2010

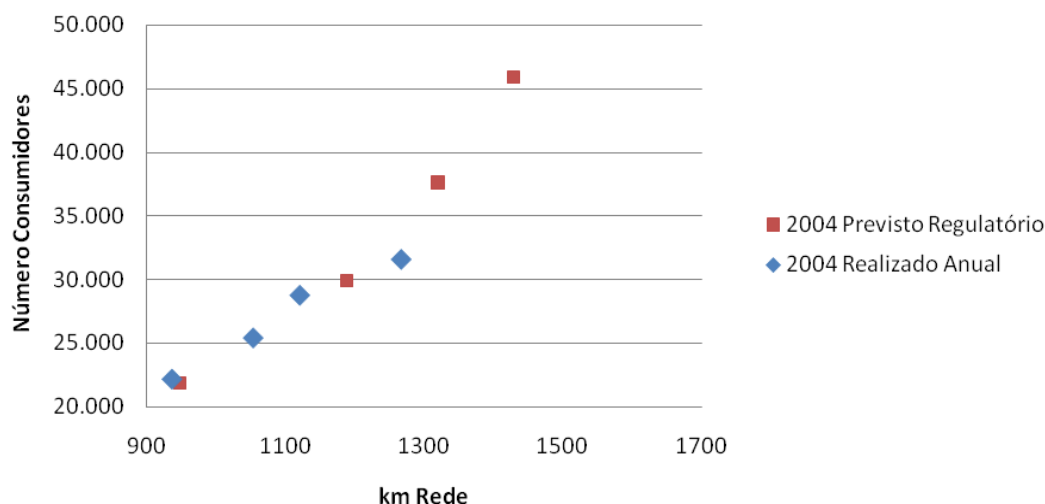


Figura 2.3 – Previsto & Realizados

Por outro lado, a participação do mercado industrial no volume de gás distribuído manteve-se predominante e explica quase que exclusivamente as tendências do mercado agregado da concessionária.

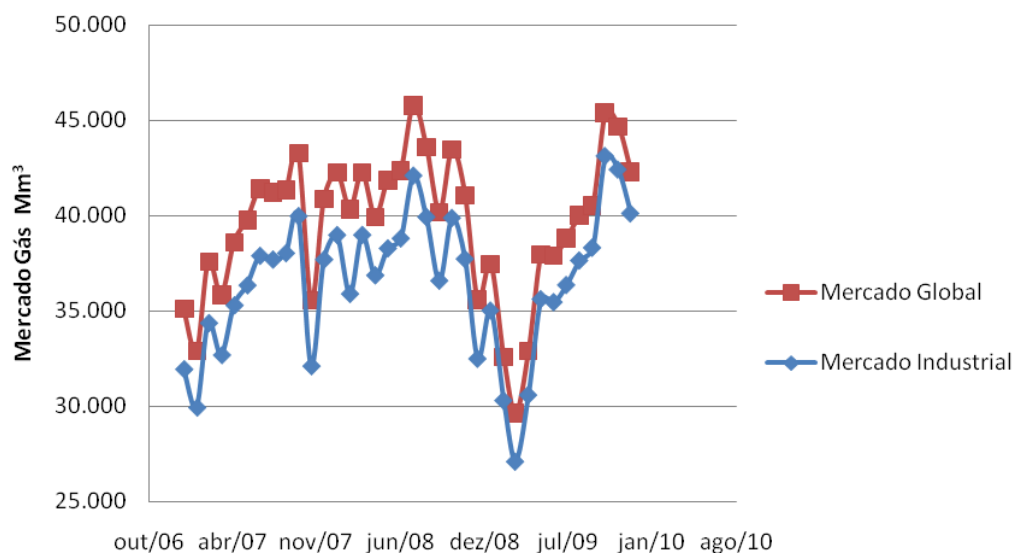


Figura 2.4 – Evolução do mercado da GNSPS

A Figura 2.4 descreve como a retração da atividade industrial, reflexo da crise econômica internacional de 2008, reduziu o volume de vendas no primeiro semestre de

2009. Também é possível constatar que o patamar de consumo atual apresenta um crescimento real de consumo, já descontada a retomada das atividades pós-crise.

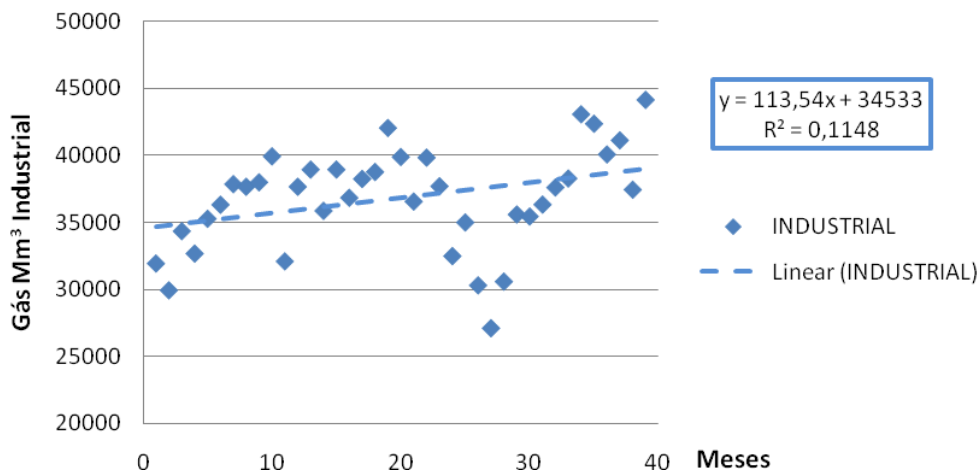


Figura 2.5 – Curva Tendência 39 Pontos

A curva de tendência obtida a partir de uma regressão linear com os dados mensais dos anos de 2007 (janeiro) a 2010 (março), ou seja, com 39 observações, apresenta uma taxa de crescimento média de 1,287% ao ano.

A mesma regressão, apenas excluindo o período de novembro de 2008 a outubro de 2009, ou seja, com 27 observações, apresenta correlação muito maior com uma taxa de crescimento média de 12,30% ao ano.

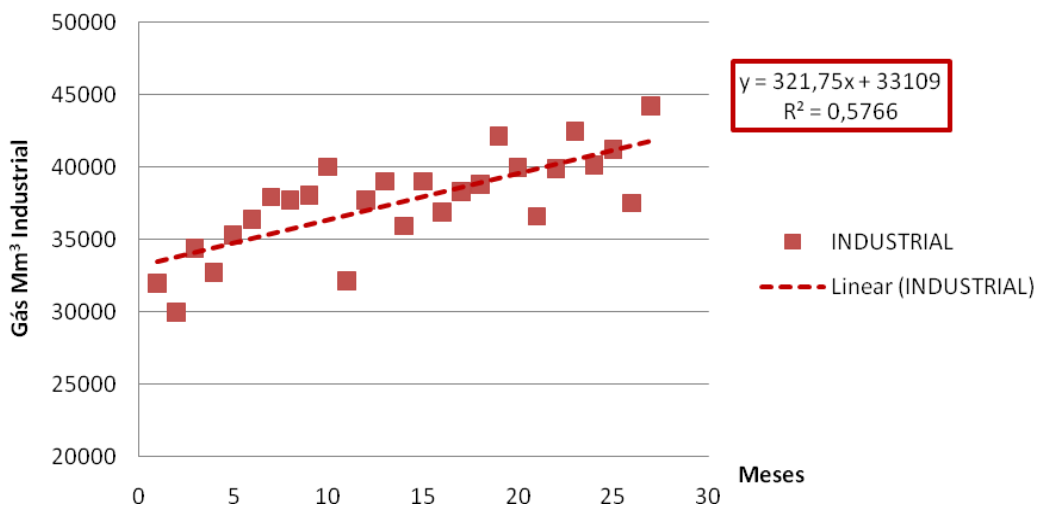


Figura 2.6 – Curva Tendência 27 Pontos

Considerando os elementos apresentados, a ABRACE entende que para a

previsão do volume de gás a ser comercializado no terceiro ciclo tarifário devem ser desconsiderados pelo menos dois fatores: o período transitório de retração de mercado e a baixa taxa de crescimento dos demais segmentos de consumo, uma vez que não foram verificadas taxas mais elevadas nestes outros segmentos em função da indisponibilidade da oferta do produto.

2.1.1 Retomada do crescimento e recuperação dos efeitos da crise

Apesar de a economia internacional apresentar uma recuperação desigual⁴, a economia brasileira atinge os níveis de produção anteriores à crise segundo o IEDI. Também para a produção industrial, o primeiro trimestre de 2010 demonstra recuperação aos níveis anteriores à crise econômica. A indústria brasileira fecha o primeiro trimestre deste ano com um excelente resultado: crescimento de 2,8% em março com relação a fevereiro, na série com ajuste sazonal, de acordo com o IBGE. O resultado colaborou para que, no primeiro trimestre deste ano, frente ao mesmo período de 2009, a indústria atingisse uma expansão de 18,1%.

É provável que, passada a fase de recuperação dos níveis de produção, o processo industrial brasileiro tenda a se acomodar em uma trajetória ainda de expansão, mas de menor crescimento (IEDI 2010)⁵. Ademais, como ressalta Almeida, 2010⁶, a disposição dos agentes a investir reapareceu, o que nutre a expansão do mercado.

Segundo a ABEGÁS 2010⁷, o impacto do crescimento econômico na demanda de gás já foi observado no primeiro trimestre de 2010 - a comercialização de gás natural teve um aumento de 15,73%. O crescimento ocorreu principalmente em razão da retomada de 33,81% no consumo do segmento industrial. As indústrias consumiram 24,7 milhões de metros cúbicos por dia, representando 63,25% do consumo total de gás natural no trimestre.

Vistos os sinais de retomada da economia brasileira ao ritmo observado anteriormente à crise em 2010, permite-se inferir que a redução proposta pela ARSESP

⁴ IEDI, 2010, Análise IEDI – 27/04/2010 – Economia Global – Retomada desigual

⁵ IEDI, 2010, Análise IEDI – 04/05/2010 – Indústria – Um primeiro trimestre forte e esperado

⁶ Almeida 2010, A Boa Surpresa do Retorno do Investimento, IEDI na Imprensa.

⁷ ABEGÁS, 2010; “Indústrias puxam consumo de Gás Natural”, Portal GasBrasil

aos valores projetados pela GNSPS para o consumo de gás pelo setor industrial nos anos de 2011 e 2012 é excessivamente pessimista.

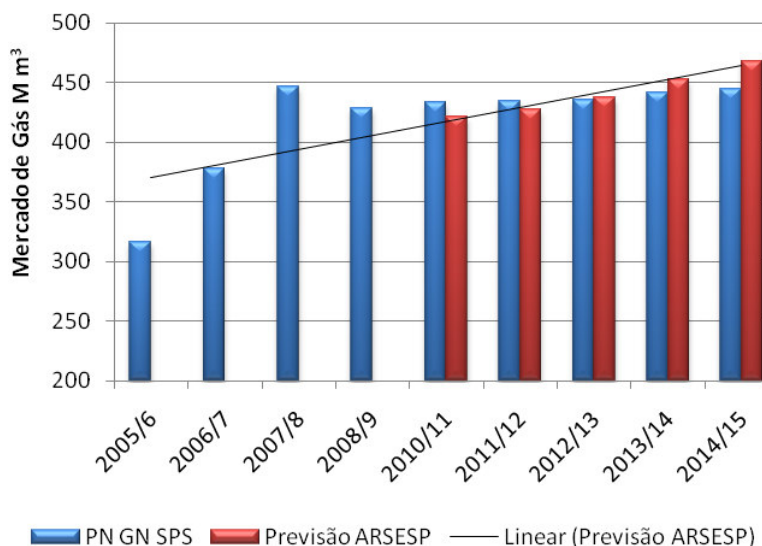


Figura 2.7 – Previsões ARSESP e GNSPS

2.1.2 Competitividade do preço do gás

No mercado internacional, dois fatores explicam uma manutenção dos preços das commodities em baixa: primeiro o desenvolvimento das reservas de gás nos Estados Unidos seguido pela lenta retomada do crescimento de grandes consumidores de gás como a Espanha e a Inglaterra. Estes dois fatores foram os responsáveis pela bolha de preços do GNL e que certamente tendem a não se repetir na mesma magnitude nos próximos anos (Stern 2009). No entanto, segundo as projeções da EPE (2010) e de Stern (2009⁸), prevê-se a manutenção de valores equivalentes aos observados na primeira metade da década de 2000, período em que o gás foi visto como um dos combustíveis mais competitivos e de maior crescimento de participação no mundo (IEA, 2009)⁹.

⁸ Stern, J. P., 2009. "Continental European Long-Term Gas Contracts: is a transition away from oil product linked pricing inevitable and imminent?" NG 34, OIES 2009, Oxford UK

⁹ International Energy Agency IEA, 2009, "Natural Gas Market Review", Paris: International Energy Agency

Atualmente a totalidade do gás distribuído pela GNSPS é importada da Bolívia (Abegás, 2010), cujos preços seguem os princípios do contrato boliviano (*net-back price*).

Ademais, devem-se considerar os efeitos de médio prazo da introdução do GNL na matriz de oferta nacional. Primeiramente, reduzem-se os riscos de atitudes oportunistas de quebra de contrato por parte da Bolívia. Por outro lado, aumenta-se a correlação com os preços internacionais. Esse é um aspecto particularmente positivo, uma vez que se espera que a estabilidade de preços do gás natural no mercado internacional e, logo, deve-se reduzir a probabilidade de choques como verificados entre 2007¹⁰ e 2009¹¹.

A relação dos preços dos substitutos em biomassa é muito menos clara que o petróleo e tem um peso no Brasil superior ao observado em grande parte dos países desenvolvidos. Segundo os dados da EPE, o setor residencial é o maior consumidor de lenha no país seguido pelo setor industrial. Considerando as diferenças regionais, o Nordeste é a região de maior consumo de lenha seguido pela região Sul.

Ademais, ao contrário do que propõe a ARSESP, a expectativa da EPE é um deslocamento da lenha pelo gás natural, principalmente nas indústrias de vidro e cerâmica devido ao aumento de eficiência do combustível, setores presentes na região da GNSPS, como apontando pela própria empresa no relatório de atividades de 2008. Assim, em termos prospectivos, a lenha não parece representar um risco à competitividade ao consumo industrial de gás.

2.1.3 Proposta ABRACE

Dadas as considerações anteriores sobre o mercado, propõe-se que, no que concerne a demanda industrial, utilizar uma taxa de crescimento de mercado que não considere o período regulatório de 2008-2009, ou seja, utilizar uma taxa de crescimento de mercado igual ou superior a 8% ao ano.

Agency.

¹⁰ Bolha ou pico de consumo 2007/2008 - Alta de preços de Gás

¹¹ Bolha ou pico de produção 2009/2010 - Baixas de preços de Gás

2.2 Análise dos Dispendios de Capital (CAPEX)

Segundo a análise da ARSESP a GNSPS realizou 43% dos investimentos previstos no PN elaborado em 2004. Já os investimentos previstos para o terceiro ciclo (C3), em geral, correspondem às obras não realizadas no segundo ciclo (C2).

Tabela 2.3 – Investimentos C2

	Aprovado C2	Realizado C2	%
Rede Primária [Km]	301,60	79,10	-74%
Rede Secundária [km]	563,60	444,30	-21%
Estações	10,00	7,00	-30%
CRM Residencial	38715,00	13714,00	-65%
CRM Comercial	691,00	318,00	-54%
CRM Industrial	152,00	78,00	-49%
CRM GNV	47,00	12,00	-74%

É possível acompanhar na nota técnica os custos unitários internacionais e os praticados pela concessionária no âmbito da realização dos investimentos do segundo ciclo. A Figura 2.8 indica que o preço médio internacional da tubulação de aço 6" oscila em torno de 400 R\$/m, já a tubulação de aço 4" ,

Figura 2.9, cerca de 350 R\$/m.

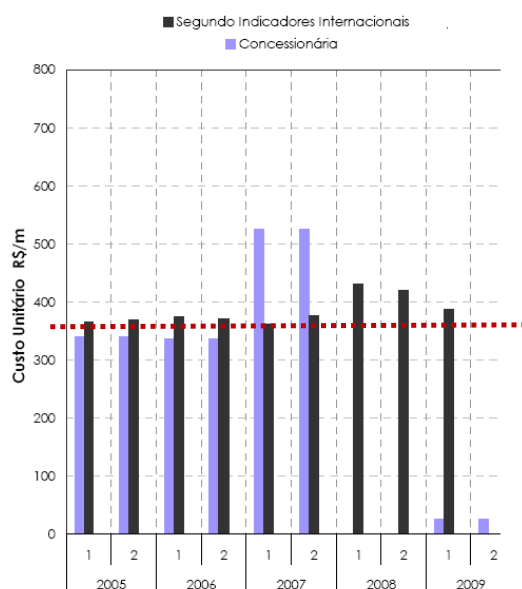


Figura 2.8 - Evolução dos Custos Unitários de Tubulações de Aço 6”

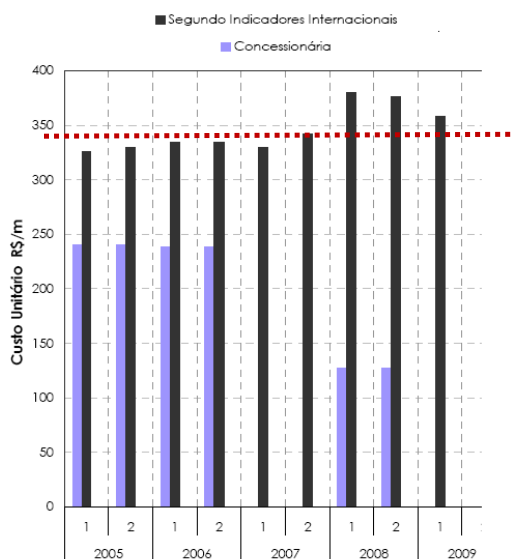


Figura 2.9 - Evolução dos Custos Unitários de Tubulações de Aço 4”

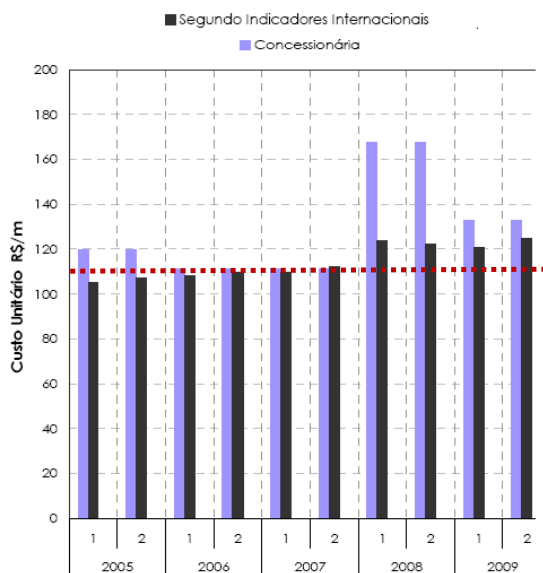


Figura 2.10 - Evolução dos Custos Unitários de Tubulações PE 110 mm

Segundo os gráficos apresentados nas páginas 25 e 26 da nota técnica, os maiores custos unitários para tubulações de polietileno (PE), tubulações de 110 mm - Figura 2.10, possuem custo médio internacional em torno de 110,00 R\$/m.

Ainda segundo a ARSESP: “No caso de tubulações de polietileno os preços

propostos pela Gás Natural SPS no Plano de Negócios são aproximadamente 30% superiores aos praticados no segundo semestre do ano 2009”.

Tabela 2.4 - Custo Total de Tubulações, apresentado pela GNSPS (R\$, Nov 2009)

	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	Total
Tubulações – GNSPS [R\$]	19.347.816	72.195.476	36.965.308	6.645.408	6.887.194	142.041.202
Km Rede Aço	17,9	110,6	0	0	1	129,5
Km Rede PE	56,8	65,6	61,9	62,4	59,7	306,4

						P. Médio
Aço GNSPS [R\$/metro]	554,34	554,34	-	-	-	554,34
PE GNSPS [R\$/metro]	165,94	165,94	597,18	106,50	115,36	231,10

Como os preços unitários propostos pela GNSPS são significativamente maiores que os preços históricos, a ARSESP ajustou os custos unitários, mantendo as quantidades física propostas.

Tabela 2.5 - Custo Total de Tubulações, ajustado pela ARSESP (R\$, Nov 2009)

	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	Total
Tubulações – ARSESP [R\$]	17.764.182	61.696.608	31.264.932	5.989.116	6.195.059	122.909.897
Km Rede Aço	17,9	110,6	0	0	1	129,5
Km Rede PE	56,8	65,6	61,9	62,4	59,7	306,4

						Preço Médio
Aço ARSESP [R\$/metro]	457,93	457,93	-	-	-	457,93
PE ARSESP [R\$/metro]	168,44	168,44	505,09	95,98	103,77	209,09

Segundo a ARSESP, página 26 da nota técnica: “A redução média dos custos unitários de tubulações incluídas no Plano de Negócios foi de 16,7% em tubulações de aço e de 10% em tubulações de polietileno. Os investimentos totais aprovados representam 84,2% do valor total proposto pela Gás Natural SPS”.

Considerando que os preços médios internacionais das tubulações mais caras de aço giram em torno de 400 R\$/m (aço 6”), e que os preços médios internacionais das tubulações mais caras de polietileno giram em torno de 110 R\$/m (PE 110 mm), ainda que todos os investimentos em tubulações de aço e polietileno fossem realizados com

aço 6" e PE 110 mm os custos totais calculados pela ABRACE não ultrapassariam o valor de 90 milhões de reais.

Tabela 2.6 - Custo Total de Tubulações, ajustado pela ABRACE (R\$, nov 2009)

	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	Total
Tubulações – ABRACE [R\$]	13.408.000	51.456.000	6.809.000	6.864.000	6.567.000	85.104.000
Km Rede Aço	17,9	110,6	0	0	1	129,5
Km Rede PE	56,8	65,6	61,9	62,4	59,7	306,4

						Preço Médio
Aço ABRACE [R\$/metro]	400,00	400,00	-	-	-	400,00
PE ABRACE [R\$/metro]	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00

2.2.1 Proposta ABRACE

Considerando os valores apresentados na Tabela 2.5, a ABRACE solicita que a ARSESP reavalie o custo médio do polietileno utilizado para o período 2012-13, valor médio de 505,09 R\$/m. Com base nos custos unitários internacionais, a ABRACE solicita também que a ARSESP reavalie os custos médios das tubulações de aço e polietileno utilizados para projetar os investimentos para o terceiro ciclo tarifário.

2.3 Composição do OPEX

Os custos operacionais decorrentes da prestação de serviços públicos de distribuição são basicamente compostos por três componentes: custos com administração e gestão da concessionária; custos com a operação e manutenção das redes de distribuição; e custos comerciais inerentes à prestação do serviço público.

A composição dos custos operacionais da GNSPS, que está sendo proposta pelo órgão regulador para o terceiro ciclo tarifário da distribuidora, é representada na Tabela 2.7. Os valores apresentados dizem respeito à participação de cada componente no montante total de OPEX considerado para todo o ciclo tarifário da concessionária.

Tabela 2.7 – Composição do OPEX proposta para a GNSPS

Componentes do OPEX	Participação
Direção, Admin e Controle da Gestão	30,39%
O&M	18,97%
Comercialização	38,00%
TOTAL	87,37%

Os custos da componente Comercialização, que inclui leitura e medição, representam a maior parcela do OPEX da distribuidora, cujo montante é de cerca de R\$55 milhões dos R\$145 milhões considerados para o terceiro ciclo tarifário. Quando comparada à componente Comercialização da Comgás e a de quatro distribuidoras de energia elétrica do estado de São Paulo, percebe-se que a GNSPS é a concessionária que possui a maior participação da Comercialização em seus custos operacionais, conforme pode ser observado na tabela que segue.

Tabela 2.8 – Composição do OPEX outras concessionárias

Processos e Atividades	Participação no OPEX total					
	GNSPS	Comgás	Bandeirante	CPEE	CSPE	Jaguari
Direção, Admin e Controle da Gestão	30,39%	28,77%	34,27%	64,94%	59,42%	72,97%
O&M	18,97%	35,31%	18,98%	17,78%	21,17%	10,22%
Leitura e medição	4,21%	1,66%	16,78%	7,08%	9,14%	6,29%
Comercialização	33,79%	15,49%	13,81%	6,09%	7,38%	7,77%
TOTAL	87,37%	81,23%	83,84%	95,88%	97,11%	97,25%

A ABRACE reconhece que a estrutura organizacional da distribuidora de gás em análise é composta por uma grande parcela de pessoal e serviços terceirizados, o que pode justificar certa desproporcionalidade da componente Comercialização frente a outras distribuidoras de energia elétrica e gás natural, cuja participação de terceiros nos custos operacionais é bastante inferior à da GNSPS. No entanto, a desproporcionalidade verificada na proposta da ARSESP para os custos operacionais da GNSPS não pode ser justificada pela forma de contratação da empresa, seja ela predominantemente terceirizada ou não.

Com o intuito de ajustar a componente Comercialização da GNSPS para que fique compatível com a de outras distribuidoras, retirou-se dos custos de Comercialização um montante anual de aproximadamente R\$6 milhões, obedecendo à

mesma proporção entre um ano e outro como foi proposta pela ARSESP, de forma que a nova participação dos custos com Comercialização da GNSPS passasse de 33,79% para 15,50% - a mesma proporção verificada para a Comgás. A Tabela 2.9 apresenta os resultados obtidos.

Mesmo tendo sido ajustada a participação dos custos com Comercialização da GNSPS à mesma participação dos custos da Comgás, ao se estabelecer o indicador “Custo com Comercialização / Número de Clientes”, verifica-se um custo médio por cliente da GNSPS 15,41% superior ao da Comgás. Esse indicador sugere, mais uma vez, que os custos com Comercialização estabelecidos para a GNSPS foram mal dimensionados e que claramente necessitam de ajustes para que fiquem mais aderentes à realidade de outras distribuidoras.

Tabela 2.9 – Evolução Custo com Comercialização

COMGÁS	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
Comercialização (R\$)	61.166.210	64.665.722	69.604.075	74.465.797	78.354.311
COMGÁS - Clientes (Qde.)	714.817	786.654	866.167	953.156	1.042.081
Comercialização/Cliente (R\$/cliente)	85,57	82,20	80,36	78,13	75,19
Custo / usuário (evolução)		-3,93%	-2,24%	-2,78%	-3,76%
Proposta ARSESP	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015
GNSPS - Comercialização (R\$)	8.678.211	9.698.504	9.913.921	10.177.708	10.386.125
GNSPS- Clientes (Qtde.)	31.280	35.119	38.284	41.537	44.880
Comercialização/Cliente (R\$/cliente)	277,44	276,16	258,96	245,03	231,42
Custo / usuário (evolução)		-0,46%	-6,23%	-5,38%	-5,55%
Proposta ABRACE	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015
GNSPS - Comercialização (R\$)	3.119.348	3.486.088	3.563.519	3.658.336	3.733.250
GNSPS- Clientes (Qtde.)	31.280	35.119	38.284	41.537	44.880
Comercialização/Cliente (R\$/cliente)	99,72	99,27	93,08	88,07	83,18
Custo / usuário (evolução)		-0,46%	-6,23%	-5,38%	-5,55%
Diferença (R\$)	-5.558.863	-6.212.416	-6.350.402	-6.519.372	-6.652.875

Uma estrutura organizacional composta por serviços e pessoal terceirizados faz parte da estratégia de empresas que buscam mais eficiência com melhor qualidade, reduzindo custos e maximizando seu lucro. O conceito é justamente o de obter economias de escala com menos investimentos em infra-estrutura e redução de encargos trabalhistas.

Mas ao se comparar os custos de Comercialização pela quantidade de clientes da GNSPS com os da Comgás, o que se verifica é exatamente o contrário. Os custos de comercialização da GNSPS são superiores aos da Comgás, que possui um quadro de colaboradores bastante significativo, com cerca de 850 colaboradores, frente a 33 da GNSPS.

2.3.1 Proposta ABRACE

Por meio das melhores práticas de mercado e em se tratando de um serviço público, torna-se evidente que os custos com Comercialização da GNSPS necessitam de uma apurada avaliação por parte do regulador, uma vez que diversas incoerências têm sido evidenciadas. Neste sentido, a ABRACE solicita que sejam feitos ajustes na parcela de Comercialização da GNSPS de forma que sejam utilizados indicadores mais aderentes à realidade do setor.

2.4 OPEX previsto no segundo Ciclo

Na revisão tarifária de 2004 foram considerados os seguintes indicadores de eficiência para a GNSPS:

Tabela 2.10 – Indicadores PN 2004

INDICADORES	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009
Despesas/Ano Ajustadas (R\$)	20.777.428	19.154.128	18.179.438	19.639.146	20.694.598
Usuários Totais (Qde.)	21.885	29.876	37.575	45.836	53.937
Despesas por Usuário (R\$/usu.)	949	641	484	428	384
Comprimento Total Rede (km)	949	1.189	1.320	1.429	1.530
Despesas/km de Rede (R\$/km)	21.903	16.115	13.774	13.741	13.525

Considerando o OPEX e o CAPEX previstos para o segundo ciclo, o regulador conclui que o Plano de Negócios é adequado e que foi estabelecida para a GNSPS uma trajetória regulatória compatível com padrões de eficiência internacionais. Diante do não cumprimento das metas pactuadas com o regulador, sobretudo quanto aos investimentos previstos para o terceiro ciclo a ARSESP recalculou o P0 do segundo ciclo para compensar os investimentos não realizados. No entanto, na Nota Técnica N.º

GNSPS/03/2010 não são feitas referências aos valores históricos do OPEX e da eficiência operacional, frente à evolução da rede de fato verificada. Considerando as fortes discrepâncias entre as metas de investimentos acertadas pelo regulador e o realizado pela empresa, é de se esperar que a concessionária também não tenha obtido custos operacionais eficientes no segundo ciclo. Neste sentido, de forma que fossem estabelecidos valores compatíveis com os parâmetros de eficiência correspondentes ao desenvolvimento físico verificado no sistema de distribuição de gás, caberia também uma revisão *ex-post* dos valores anuais de OPEX.

2.4.1 Proposta ABRACE

Segundo previsto na Nota Técnica n RTM/02/009: *“No caso de não cumprimento dessas metas, **além dos procedimentos punitivos correspondentes**, se procederá à consideração de um ajuste tarifário, para evitar que, segundo os incentivos previamente referidos, a empresa regulada obtenha benefícios por condutas estratégicas de sobrevalorização de investimentos.”*

Logo, a ABRACE entende que existe espaço para outros procedimentos disciplinadores, além da desconsideração do CAPEX. Solicita-se que, a título de incentivos ao cumprimento das metas regulatórias, seja também considerado no recálculo do P0 do segundo ciclo o montante de OPEX compatível com os parâmetros de eficiência correspondentes ao desenvolvimento físico verificado do sistema de distribuição de gás realizado da concessionária.

2.5 OPEX previsto para o Terceiro Ciclo

Para o terceiro ciclo, o Plano de Negócios da GNSPS permite avaliar a evolução dos indicadores de eficiência operacional da empresa. Como o número total de clientes e os quilômetros de redes não dependem do volume de gás comercializado, ou seja, não variam com o mercado, pode-se afirmar que a empresa piorou seu desempenho nos dois anos anteriores à atual revisão tarifária, descritos na Figura 2.11 e Figura 2.12.

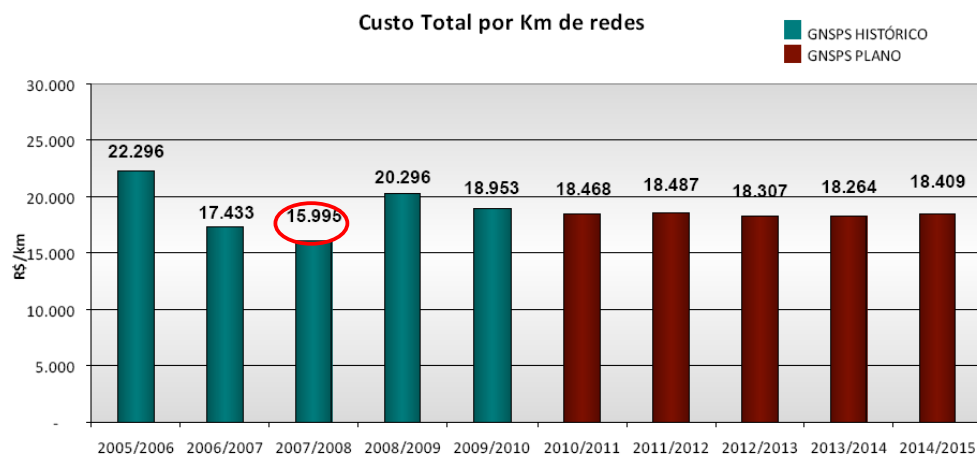


Figura 2.11 – Custo Total por Km de Redes

O novo Plano de Negócios admite para o terceiro ciclo uma desempenho pior do que o benchmark observado no segundo ciclo, conforme destacados em vermelho na Figura 2.11 e Figura 2.12.

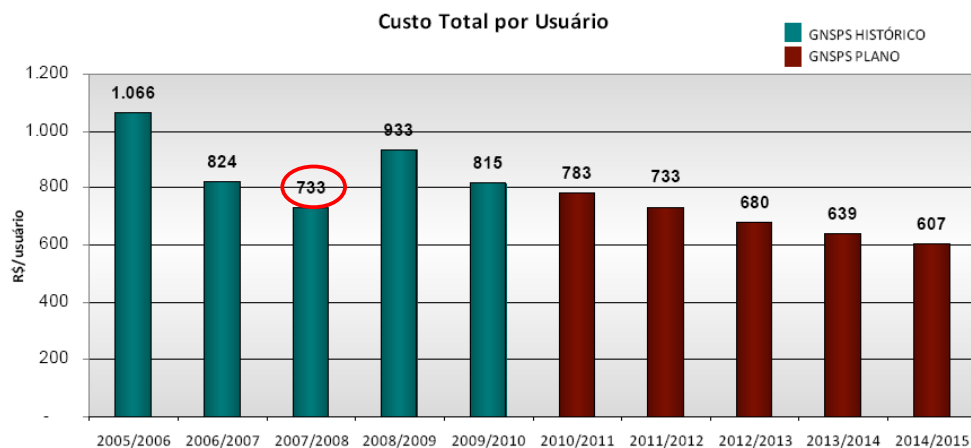


Figura 2.12 – Custo Total por Usuário

Entendendo que na dinâmica regulatória existem assimetrias de informação e que os agentes regulados podem desenvolver estratégias gerenciais visando à maximização do lucro, a ABRACE solicita que sejam considerados para o estabelecimento do novo Plano de Negócios metas que zelem pela melhoria ou manutenção das melhores práticas já vivenciadas pela concessionária.

2.5.1 Proposta ABRACE

O exercício numérico descrito na Tabela 2.11 indica que a adoção dos indicadores observados em 2007/2008, ao invés dos observados em 2009/2010, como ponto de partida para estabelecer novas trajetórias para custos totais eficientes, resultaria em uma redução anual do OPEX superior a dois milhões de reais.

Tabela 2.11 – Trajetórias de Custos Totais Eficientes

ARSESP	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015
Custo total / usuário	783,00	733,00	680,00	639,00	607,00
Evolução - %	-3,93%	-6,39%	-7,23%	-6,03%	-5,01%
Custo Total (R\$)	24.329.293	25.745.398	26.076.328	26.597.028	27.319.162

ABRACE	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015
Custo total / usuário	704,22	659,25	611,58	574,71	545,93
Evolução - %	-13,59%	-6,39%	-7,23%	-6,03%	-5,01%
Custo Total (R\$)	22.027.990	23.152.212	23.413.837	23.871.645	24.501.231

Diferença (R\$)	-2.301.303	-2.593.186	-2.662.491	-2.725.383	-2.817.931
-----------------	------------	------------	------------	------------	------------

2.6 Compra de Odorante

A tabela que apresenta os custos de OPEX com “Outras despesas + contratos” apresenta um valor de R\$ 2.226.042 de recursos para compra de odorante.

Tabela 2.12 – Despesa Odorante

	COMGÁS	GNSPS - ARSESP	GNSPS - ABRACE	Diferença
Total Odorização (R\$)	12.267.598	2.226.042	1.085.536	- 1.140.506
mil m ³	26.603.000	2.354.048	2.354.048	
Custo R\$/mil m ³	0,461	0,946	0,461	

2.6.1 Proposta ABRACE

Partindo do princípio que o custo com odorização está diretamente relacionado com o mercado de gás natural da distribuidora, a ABRACE solicita que a ARSESP

reavalie o custo por mil m³ deste produto considerando a acentuada diferença de preços verificada em relação à mesma despesa da COMGÁS.

2.7 Gestão de Cobrança

A tabela que apresenta os custos de OPEX com “Outras despesas + contratos” (Nota Técnica 3, Tabela 39, página 39) apresenta dois itens com a mesma legenda “Gestão de Cobrança”, mas com diferentes valores: R\$ 1.405.499 e R\$ 1.343.329.

2.7.1 Proposta ABRACE

A ABRACE solicita a ARSESP uma avaliação da possibilidade de duplicidade de custos com gestão de cobrança.

3 PROCESSO DE ABERTURA DA COMERCIALIZAÇÃO

As distribuidoras são reguladas em observância aos serviços prestados, sejam eles a distribuição ou a comercialização. A atividade de comercialização é regulada de forma “*cost plus*”, assim os gastos de compra de gás são incluídos na tarifa. Logo, as concessionárias de distribuição de gás são remuneradas independentemente do custo e do contrato de compra de gás.

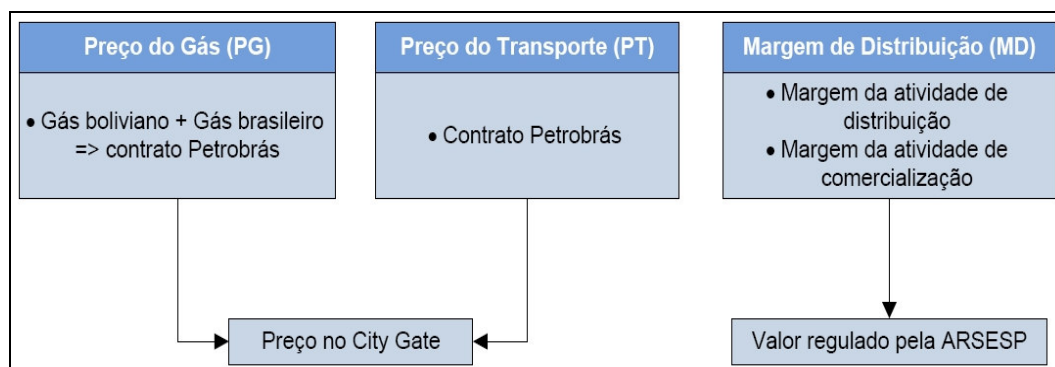


Figura 3.1 - Modelo Anterior a Abertura da Comercialização

Com a abertura da comercialização, os consumidores que escolherem fazer contratos com outras comercializadoras pagaram dois custos distintos: o serviço de distribuição às distribuidoras e o gás às comercializadoras.

Com o amadurecimento da indústria de gás brasileira, o surgimento de novas possibilidades de oferta, seja através da produção nacional, dos leilões promovidos pela Petrobrás ou do GNL, dependerá em grande parte do desenvolvimento de um mercado não regulado.

Assim, não pode ser descartada a possibilidade do surgimento de novos fornecedores de gás como prevê a GNSP. Contudo, a entrada de novos agentes no mercado pode se tornar inviável se a alocação de custos não estiver devidamente ajustada nas tarifas praticadas pelas concessionárias de distribuição. Se na tarifa de distribuição incluem-se custos relativos à comercialização, o consumidor livre pagará valores não aderentes a esta atividade e ainda pode ser duplamente onerado via margem de distribuição.

A ABRACE solicita uma especial atenção da ARSESP na separação destes custos no ciclo que se segue, visto que o período de exclusividade das distribuidoras sob o comércio de gás terminará em três regiões: Itu, Arçoiaba da Serra e Porto Feliz. Os usuários livres continuarão a usar o serviço de distribuição e a pagar por ele o custo da distribuição. Logo, a distribuidora não perderá os recursos relacionados à distribuição.

Ademais, se a entrada do comercializador livre conseguir aumentar a eficiência do serviço de comercialização, pode-se esperar mesmo um aumento extra do volume de gás distribuído e logo um ganho pelo uso do sistema de distribuição.

3.1 Participação da comercialização no OPEX

Observa-se uma grande participação dos custos de comercialização no OPEX (34% em 2009 e 40% no período entre 2005 e 2010), sendo que como apresentado pelo plano de negócios da GNSPS, este serviço é realizado por empresas terceirizadas:

“Cada território possui um gestor comercial direto que coordena as equipes terceirizadas, orientando, motivando e acompanhando a execução das atividades comerciais de expansão ou saturação.”

O custo de comercialização entra em grande parte na conta de outros e contratos. Cerca de 44% desta conta, ou seja, aproximadamente 30% dos custos do OPEX são serviços de comercialização de terceiros.

Se estes custos de comercialização estiverem incluídos nas tarifas dos consumidores livres, será estabelecida uma barreira a entrada de novos comercializadores. Os custos de comercialização devem ser adicionados aos custos do gás, de forma a se tornarem estanques às tarifas de uso de distribuição de gás.

3.1.1 Proposta ABRACE

Visto que 30% do custo de comercialização estão alocados a terceiros, não existem possíveis ganhos de escopo nesta atividade, assim, o serviço de distribuição pago pelos consumidores livres deveria ser calculado com um OPEX de 30 a 40% menor.

4 TERMO DE AJUSTE K

A revisão tarifária visa garantir condição de equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora através do estabelecimento da margem máxima, estimada através do fluxo de caixa descontado calculado segundo a expectativa de demanda de gás. Se a demanda estimada for correta as tarifas calculadas a partir da margem máxima permitiriam a concessionária obter um retorno adequado sobre o capital investido.

O Termo de Ajuste K tem como objetivo corrigir retroativamente as variações de mercado que possam ter afetado a rentabilidade do serviço de distribuição de gás. A ABRACE, contudo, considera que o Termo K estabelecido para a GNSPS não atende a sua função de forma eficiente e superestima a rentabilidade da concessão.

O Termo K calculado corrige principalmente o erro de previsão de mercado que foi bastante acentuado conforme observado na Figura 4.1. Apenas para o primeiro ano do novo ciclo tarifário, essa distorção implica em um Termo K de 0,042545 R\$/m³, o que representa um incremento de mais de 17% na tarifa.

Entretanto, os erros de previsão de demanda (Figura 4.1) não afetaram o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. A Figura 4.2 mostra que para o ano 4

do segundo ciclo tarifário (jun/08 – mai/09), a receita auferida pela concessionária foi de R\$ 137 milhões, enquanto o projetado na revisão tarifária anterior era R\$ 127 milhões a preços de 2009. Controlados os erros de previsão do OPEX e CAPEX, a GNSPS auferiu uma remuneração superior a prevista para esse ciclo.

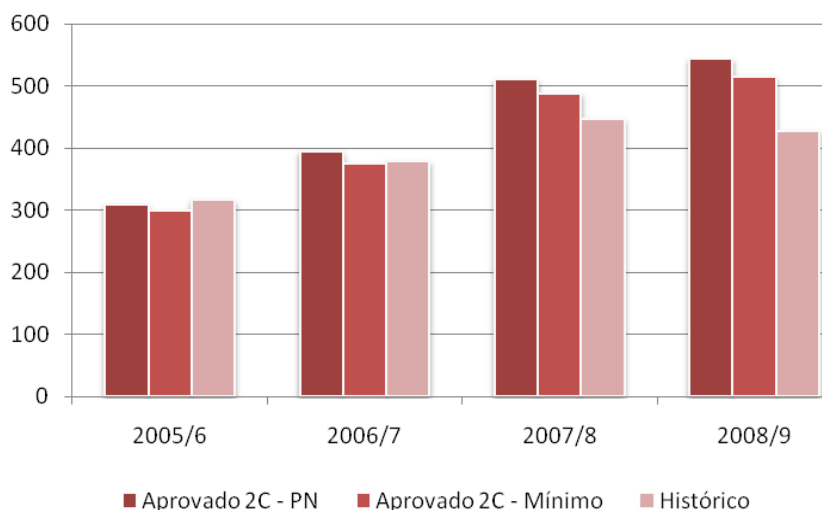


Figura 4.1 – Comparativo do mercado projetado e realizado – milhões de m³

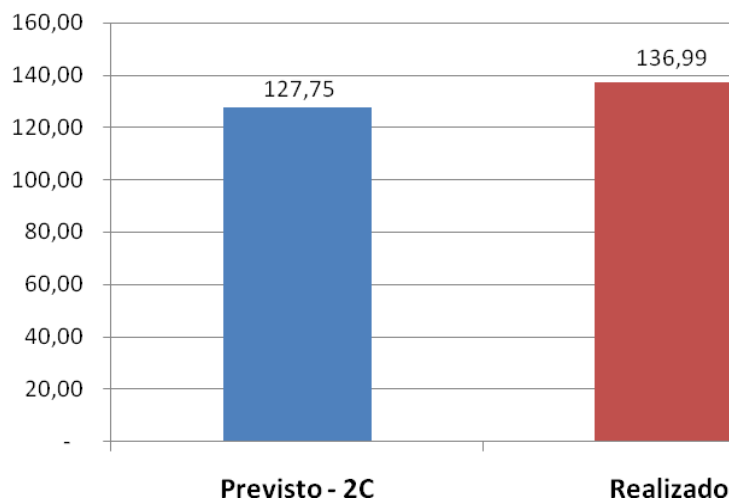


Figura 4.2 – Comparativo da receita realizada e projetada para 2008/9 – milhões de R\$

Os dois gráficos acima apresentam uma situação paradoxal acerca do equilíbrio

econômico-financeiro da concessionária, no qual o mercado realizado da concessionária encontra-se 21% inferior ao previsto, e a receita realizada 7% acima da prevista. Essa tendência é demonstrada para o ano 4, cujos dados estão divulgados na nota técnica, mas o mesmo efeito deve-se verificar para os demais anos do segundo ciclo tarifário.

A razão de tal incoerência encontra-se no fato de que a margem máxima determinada pela ARSESP na última revisão tarifária da GNSPS não foi explicitamente baseada no valor regulatório do custo de capital de 13,66%.

A MM do segundo ciclo, se considerado um custo de capital 13,66%, resultaria em 0,2062 R\$/m³, 26% inferior a margem até então vigente (Md) de 0,2770 R\$/m³.

A margem máxima (MM) do segundo ciclo foi estabelecida pela soma da margem de distribuição Md do primeiro ciclo, acrescida de uma margem correspondente aos investimentos do plano de negócios do primeiro ciclo que fossem superiores ao mínimo requerido pelo contrato de concessão.

$$MM_{2^{\text{ciclo}}} = Md + (MM_{\text{inv. plano de negócios}} - MM_{\text{inv. mínimo requerido}}) - \text{Equação 1}$$

A margem aplicada no segundo ciclo, 0,2986 R\$/m³, adicionou à Md a diferença $(MM_{\text{inv. plano de negócios}} - MM_{\text{inv. mínimo requerido}})$ como especificado na equação 1. Assim, observa-se uma margem do segundo ciclo 45% maior que a margem teórica ao custo de capital regulatório (0,2062 R\$/m³).

A ARSESP justificou a modificação das regras de ajuste tarifário devido ao caráter “*greenfield*” da empresa. Para o terceiro e quarto ciclo, a ARSESP propõe calcular o índice K partindo da margem máxima superestimada do segundo ciclo. Alguns efeitos contraditórios e perversos podem ser gerados por esta política no que concerne a continuação de uma lucratividade extraordinária, representada pelo Fator K.

- 1) A mudança da regra utilizada no segundo ciclo e perpetuada atualmente pelo Fator K objetiva apenas aumentar a remuneração das distribuidoras e tende a gerar queda de credibilidade do regulador e, conseqüentemente, efeitos perversos:

- a. Ineficácia do incentivo tarifário por si em desenvolver a rede e o mercado de gás natural: conforme mostra a experiência da GNSPS, mesmo com uma remuneração extraordinária, a concessionária cumpriu apenas 43% das metas de investimentos.

- b. Aumento da incerteza dos consumidores em relação ao preço do gás, dificultando o investimento em equipamentos, principalmente em lugares onde a indústria de gás ainda não é madura.
 - c. Tendência a gerar atitudes oportunistas das concessionárias nas assinaturas dos contratos uma vez que acredita que poderão renegociar no período futuro.
- 2) O excessivo aumento tarifário que implica o Fator K conforme proposto para terceiro ciclo, associado ao fato que a margem de distribuição representa quase 40% do custo do gás, pode gerar um efeito negativo sobre a demanda que é particularmente elástica ao preço, gerando um ciclo de desequilíbrio financeiro.
- 3) Acredita-se que a garantia do equilíbrio econômico e financeiro da distribuidora é central para o sistema, contudo o Termo K como mecanismo retroativo de garantir equilíbrio financeiro da distribuidora gera distorções na alocação dos custos entre os consumidores de forma intertemporal e entre os clientes. Isto é, os clientes que continuam consumindo gás pagam pelos clientes que trocam de combustível. Sistemas que aloquem os custos fixos aos clientes em forma de tarifas de capacidade deveriam ser considerados como uma opção que possivelmente teria resultados mais eficientes em casos nos quais a rede de distribuição está em desenvolvimento.

4.1.1 Proposta ABRACE

A fim de manter a credibilidade das regras regulatórias estabelecidas no período de concessão, e assim aumentar a capacidade de previsibilidade dos agentes, a ABRACE considera a mudança de remuneração da GNSPS como prejudicial ao sistema.

Logo, considerando que nem o contrato de concessão e nem o escopo regulatório no qual se insere a GNSPS prevê um excedente de remuneração para o efeito “*greenfield*”, e que as remunerações auferidas pela GNSPS no ciclo tarifário anterior superam o que é definido como eficiente e razoável pela metodologia do Custo Ponderado de Capital, a ABRACE solicita que se recalcule o atual Fator de Ajuste K

com a margem máxima de referência para o segundo ciclo tarifário de 0,2062 R\$/m³, ao invés de 0,2986 R\$/m³. Essa correção implicará na justa remuneração dos investimentos da concessionária de acordo com o WACC regulatório de 13,66%.

Ademais, demanda-se um estudo mais aprofundado e discussão com os participantes do mercado dos mecanismos mais eficientes que garantam o equilíbrio financeiro da distribuidora sem, contudo, distorcer o mercado.

5 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Objetivo desta seção é discutir a proposta da estrutura tarifaria e as implicações observadas para as diferentes classes de consumidores. Primeiramente, discute-se a possibilidade de um aprimoramento na metodologia ao se utilizar o custo marginal como critério de garantia de ausência de subsídio cruzado, sublinhando a diferença da utilização do custo marginal de curto e longo prazo. Em seguida, indica-se como a proposta atual de aumentar a participação do cliente industrial nos custos de distribuição pode ser ineficiente frente à elasticidade e o volume do consumo industrial.

5.1 Custo marginal de longo prazo como tarifa de referência

A discussão de regulação tarifária para monopólios de serviço público é corrente na teoria econômica e tem por consenso a impossibilidade de estabelecer tarifas de acordo com o custo marginal de curto prazo por não recuperar os custos afundados (*sunk cost*)¹². De acordo com a GNSPS:

“A partir deste conhecimento se captura de maneira diferencial entre classes parte do excedente máximo que o consumidor teria pelo uso do serviço de gás natural. Isto é necessário para atingir a receita requerida pela distribuidora, dado que o custo marginal fica abaixo do custo médio pela condição de monopólio natural.”

¹² “To set the price equal to (marginal cost) MC is known as the first-best solution in terms of allocative (or demand-side) efficiency. The problem with this first-best solution, when dealing with a natural monopoly, is that it does not allow the utility to cover (fixed) costs because MC is less than AC in the relevant range.” Marsden e Jacob, 2004, “Estimation of Long Run Marginal Cost” 2004-11-03 QCA LRMC 29 Nov 03 (Página 5).

Em outras palavras, o custo marginal da distribuição de uma unidade a mais de consumo não inclui o custo fixo, sendo uma medida de curto prazo. Visto que a rede de distribuição está sujeita a enormes ganhos de escala e é planejada *'ex ante'*, o custo marginal não inclui o custo fixo na utilização de uma unidade suplementar da rede. Sabe-se, no entanto, que o custo fixo compõe uma proporção do custo total da atividade de distribuição.

Neste sentido, ao contrário do advogado pela GNSPS, a manutenção das tarifas acima do custo marginal de curto prazo apenas garante que o custo de operação de cada classe de consumidor seja coberto por ele mesmo. Porém, não implica na ausência de subsídio cruzado na alocação do custo fixo.

A garantia de ausência de subsídio cruzado só ocorre quando a tarifa é baseada no custo marginal de longo prazo, na qual se aloca o custo fixo de cada unidade a mais distribuída. O cálculo de longo prazo inclui a despesa de capital futura para os novos consumidores, como explica Turvey, 2000¹³. Neste sentido, um esforço de cálculo do custo marginal de longo prazo por classe de consumo deveria ser publicado pela GNSPS.

5.2 Heterogeneidade do impacto da proposta de estrutura tarifária

A preocupação sobre a garantia de ausência de subsídio cruzado é reforçada no atual contexto uma vez que se observa uma situação aparentemente paradoxal: a maior parte dos dispêndios de capital objetiva o aumento do número de clientes residenciais e comerciais (Figura 5.1) e, ao mesmo tempo, a proposta de modificação tarifária apresenta reduções na tarifa residencial maiores do que as observadas para os clientes industriais (Figura 5.2).

¹³ Turvey R., 2000, "What are marginal costs and how to estimate them?" The University of Bath, Technical Paper 13, CRI.

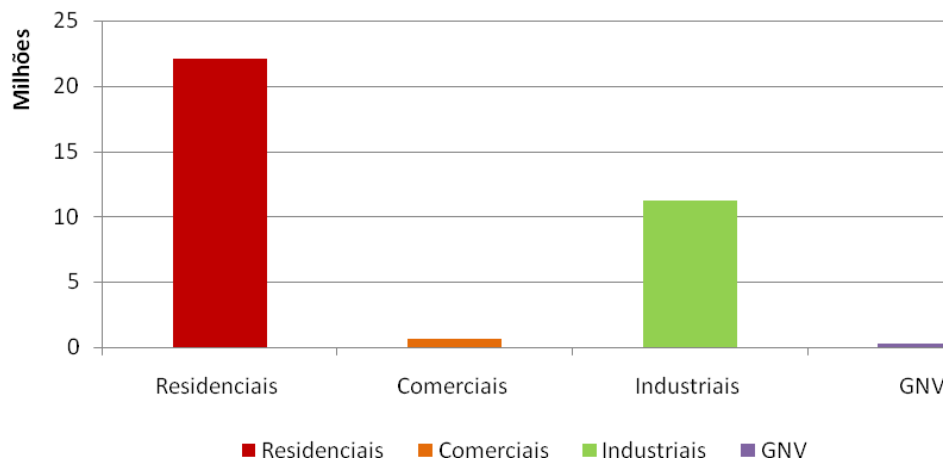


Figura 5.1 – Comparativo do Custo de Capital Esperado para o próximo ciclo (R\$)

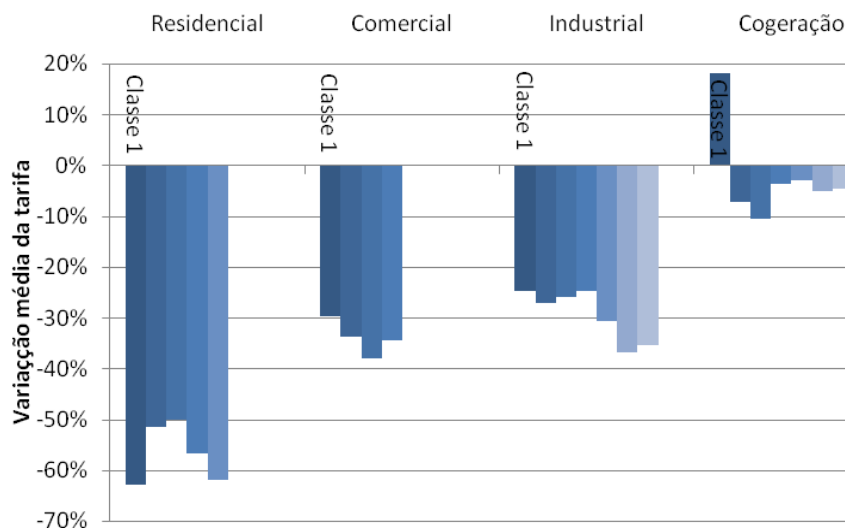


Figura 5.2– Comparativo da variação percentual das tarifas

Este aparente paradoxo é explicado pelo interesse da GNSPS em expandir o mercado residencial:

“A identificação do excedente diferencial a capturar pela distribuidora implica uma análise do alternativo e o conhecimento, ao menos qualitativo, da elasticidade de ambos para cada mercado e classe. Também se podem incluir critérios de incentivo ao desenvolvimento de um mercado em particular. Para o caso particular da GNSPS prevaleceu o critério de procurar a

universalização do serviço de gás natural para os pequenos clientes residenciais, comerciais e industriais que ficam perto das redes existentes e ainda não foram ligados”, (Desenho Tarifário, GNSPS, página 5).

Contudo, esta mudança observada na estrutura tarifária proposta pela GNSPS, e aprovada pela ARSESP, deve gerar os efeitos perversos conhecidos dos subsídios cruzados. O resultado esperado é uma tendência a uma queda de tarifas menor que o economicamente eficiente para segmento industrial e um aumento maior, para pequenos consumidores.

A ineficiente alocação de recursos exige a reconsideração da estrutura tarifária proposta. Essa ineficiência é agravada pela importância do consumidor industrial na fase de desenvolvimento, na qual se encontra o mercado da GNSPS. Sendo o consumidor industrial o responsável pelo desenvolvimento da rede de distribuição, devido ao grande volume demandado, o aumento do custo fixo alocado a este gera ineficiências na recuperação da receita.

5.2.1 Proposta ABRACE

Diante da ausência de dados que permitissem à ABRACE recalcular as tarifas de aplicação, restou à associação questionar os critérios utilizados pela ARSESP para a definição da estrutura. A ABRACE solicita a ARSESP que as planilhas de cálculos sejam tornadas públicas de forma a permitir a reprodução de todas as tarifas.

A ABRACE considera que a estrutura tarifária proposta vai contra a eficiente alocação dos custos de distribuição e propõe que no terceiro ciclo tarifário seja definida uma estrutura tarifária segundo um método transparente.

A ABRACE também solicita que, conforme item 4, página 64, do anexo VIII da Nota técnica RTM/02/2009, que trata da metodologia de revisão tarifária, sejam estabelecidas tarifas diferenciadas para usuários com alto fator de carga.

No médio prazo, a ABRACE sugere, que através do desenvolvimento de estudos públicos específicos, as tarifas reflitam os custos fixos e variáveis em coerência com o custo marginal de longo prazo.

Coordenadores Técnicos

Paulo Eduardo Steele Santos e Leandro de Lima Galvão

TR Consultoria Ltda.

Contribuição ao segundo processo de revisão tarifária da Companhia Gás Natural São Paulo Sul – AP 002/10

Itajubá, MG: [s.n], 2010

1. Tarifa de Energia Elétrica. 2. Estrutura Tarifária. 3. Custo do Gás Canalizado 4. Revisão Tarifária 5. Regulação Econômica