

"A FEA e a USP respeitam os direitos autorais deste trabalho. Nós acreditamos que a melhor proteção contra o uso ilegítimo deste texto é a publicação online. Além de preservar o conteúdo motiva-nos oferecer à sociedade o conhecimento produzido no âmbito da universidade pública e dar publicidade ao esforço do pesquisador. Entretanto, caso não seja do interesse do autor manter o documento online, pedimos compreensão em relação à iniciativa e o contato pelo e-mail bibfea@usp.br para que possamos tomar as providências cabíveis (remoção da tese ou dissertação da BDTD)."

Universidade de São Paulo
Instituto de Pesquisas Econômicas
Departamento de Economia
Faculdade de Economia e Administração

O mercado de distribuição de gás natural: Competição e Preço de acesso

Dissertação para obtenção do título de Mestre em Economia

Natalia Kerkis

Orientador: Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto

São Paulo, abril de 2004

DEDALUS - Acervo - FEA



20600026735

Sumário

Introdução.....	3
I. Organização industrial do setor de gás natural no Brasil	5
1.1 Reservas e Suprimento.....	5
1.2 Regulação do setor de gás natural	5
1.3. Indústria de gás natural: competição e monopólio.....	7
II Setor da distribuição: uma análise comparativa entre Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo.....	10
2.1. Desenho de privatização	10
2.1.1. Histórico da reestruturação do setor	10
2.1.2. Breve análise do potencial econômico das cinco áreas (Comgás, CEG, CEG RIO, Gas Brasileiro e Gas Natural SPS)	14
2.1.3. Modelos adotados nos dois estados e integração vertical.....	16
2.2. Análise de contratos de concessão	17
2.2.1. Período de concessão, exclusividade e regras de liquidação do contrato.....	18
2.2.2. Obrigações de investimento.....	20
2.2.3. Formação e reajustes das tarifas de gás	21
2.2.4. Revisão tarifária quinzenal.....	22
2.3. Regulação do setor	25
2.3.1. Objetivos do regulador	25
2.3.2. O papel do órgão regulador.....	29
2.3.3. CSPE e ASEP.....	29
III. Provisão de acesso: segunda etapa do processo regulatório.....	31
3.1. Teoria do preço de acesso e setor de distribuição de gás	31
3.1.1. Abordagens teóricas do Preço de acesso.....	31
3.1.2. Características de uma tarifa de acesso (neutralidade da distribuidora quanto ao comercializador).....	40
3.1.3. A importância da tarifa de acesso para a promoção da competição na comercialização de gás.....	41
3.2. Principais pontos de discussão na primeira revisão tarifária da Comgás	43
3.2.1. Metodologia	43
3.2.2. Metodologia aplicada na revisão tarifária para cálculo de margem máxima inicial (Po).....	46
3.2.3. Análise da definição da Base de Remuneração Regulatória (BRR).....	50
3.2.4. Custo de Capital.....	55
3.2.5. Fator X	59
3.2.6. Fator K.....	63
3.2.7. Plano de Negócios	63
3.2.8. Abertura do Mercado	64
3.3. Uma avaliação quantitativa da Primeira Revisão	64
3.3.1. Análise do Plano de Negócios da Comgás	64
3.3.2. Definição das principais variáveis quantitativas	73
3.3.3. Considerações sobre as rendas de monopólio da empresa estabelecida.....	77
Conclusão	78
IV. Bibliografia	84
Anexo I.....	86
Anexo II.....	87
Anexo III	88
Anexo IV	90

Anexo V	91
Anexo VI	92
Anexo VII.....	93
Anexo VIII	94

Introdução

O presente trabalho tem como meta solucionar um problema complexo: a definição de preço de acesso às redes de distribuição de gás natural.

No processo de reestruturação do setor nos estados do Rio de Janeiro, em 1997, e de São Paulo, em 1999, foi introduzido um novo marco regulatório por meio do sistema de concessões. O objetivo deste trabalho é analisar as vantagens e desvantagens da adoção do livre acesso às redes de distribuição de gás, particularmente os incentivos à entrada dos primeiros agentes e a criação de uma estrutura regulatória que promova a concorrência no mercado de gás natural. Serão estudados o impacto sobre o grau da competitividade do setor da tarifa de acesso e as implicações sobre as eficiências alocativa, produtiva e dinâmica. Os modelos teóricos de *Efficient Component Pricing Rule* ou *ECPR* e de Ramsey fornecem a base para a análise da entrada eficiente e a estrutura tarifária que corresponde aos critérios da eficiência. Inclui-se um procedimento de determinação da tarifa de acesso aos gasodutos que não discrimine os agentes, permitindo a remuneração dos investimentos, e que ao mesmo tempo restrinja a ineficiência dos dutos e dos subsídios cruzados. A presença do problema da assimetria da informação foi considerada na análise das decisões regulatórias.

Um ponto importante que será abordado é o grau de desenvolvimento do mercado do gás natural no Brasil e o momento de implementação do livre acesso às redes de distribuição. O livre acesso é condição fundamental para ampliar a concorrência na comercialização do gás ou fonte de desestímulo à construção de novos dutos? Quais são as características do preço de acesso que possibilitam conciliar a busca de concorrência nos segmentos potencialmente competitivos e de manutenção de qualidade e quantidade de serviço?

O trabalho inicia-se com uma discussão sobre a organização industrial do setor de gás natural, concentrando-se em seguida no segmento de distribuição. O setor de distribuição de gás natural apresenta as características do monopólio natural, propiciando que essa atividade seja exclusividade da concessionária. Portanto, para garantir as condições de oferta e reduzir o poder de monopólio de diversos agentes, a regulação deve ser implementada. O estudo apresenta uma discussão sobre os segmentos da indústria de gás

que são potencialmente concorrenciais e naturalmente monopólicos, bem como a definição dos agentes que poderiam estar interessados em demandar o acesso aos dutos de gás natural. Segue uma retrospectiva histórica do uso do gás canalizado no Brasil, tratando do processo de privatização e criação do presente marco institucional do setor. A presença marcante de alguns agentes, desde a primeira etapa do desenvolvimento de determinadas esferas de mercado, torna a regulação do setor complexa.

O segundo capítulo traz uma análise detalhada dos contratos de concessão, destacando as condições predeterminadas nos próprios contratos que embasam a regulação do setor. Assim, o objetivo desse capítulo é determinar o ambiente regulatório estabelecido na data de assinatura do contrato e as regras regulatórias que foram estabelecidas naquele período.

No terceiro capítulo, mostramos a aplicação da teoria de acesso para a definição de tarifas de acesso às redes de distribuição no caso específico da concessionária Comgás. A escolha da Comgás deve-se ao fato de que a CSPE nesse momento está realizando a primeira revisão tarifária da companhia e dá transparência ao processo, permitindo a análise de vários aspectos das metodologias existentes sugeridas na literatura sobre definição de preço de acesso. Serão discutidos a estrutura tarifária e os critérios a serem considerados para ajustar as tarifas à nova fase do mercado, com uma participação mais significativa na matriz energética brasileira e com competição na comercialização de gás natural. A análise está fundamentada nos estudos teóricos sobre apreçamento de acesso e nas informações divulgadas durante o processo de revisão tarifária da Comgás que tem por objetivo definir o valor da Margem Máxima de Distribuição para o segundo ciclo tarifário da Concessionária, assim como o valor do fator de eficiência (Fator X) a ser aplicado à Margem Máxima de Distribuição em cada reajuste anual desse ciclo.

A seguir, são abordadas especificamente as características do processo regulatório no momento atual e os desafios futuros da agência reguladora. Por último capítulo são avaliados os mecanismos de extração da renda de monopólio e seu impacto nas decisões regulatórias.

I. Organização industrial do setor de gás natural no Brasil

1.1 Reservas e Suprimento

Atualmente, existem quatro fontes de suprimento de gás natural para o mercado nacional: a produção da Bacia de Campos e da Bacia de Santos, e a importação da Bolívia e Argentina. Em abril de 2003, as reservas brasileiras de gás natural foram estimadas em 231 milhões de metros cúbicos. Dessas reservas, grande parte é de gás associado - situado na Bacia de Campos, Bacia de Santos e na Bacia do Amazonas. As reservas provadas bolivianas são de 680 milhões de metros cúbicos (24 Tcf), conforme mostra a Tabela 1, e são suficientes para atender ao crescimento do mercado brasileiro até 2020, assumindo a taxa anual de crescimento da demanda de 13%. Conforme Santos (2002), as reservas provadas da Bolívia são suficientes para suprir o Gasbol em plena carga durante 60 anos. Se levarmos em consideração as reservas totais daquele país, o período passa a ser de 180 anos. Assim, acreditamos - não haver problema de suprimento de gás natural para o Brasil. Hoje, a produção brasileira de gás tem como único supridor a Petrobras. Isso se deve à herança do modelo anterior de organização do setor. O Brasil produziu em 2002 uma média de 40 milhões de m³/dia de gás natural (sem considerar a queima de gás em *flare*), que adicionados aos 12 milhões de m³/dia importados da Bolívia, totalizam uma oferta interna do produto de 52 milhões de m³/dia. Desse total, 49% foi efetivamente comercializado no mercado interno; o restante foi utilizado pela Petrobras (29%), liquefeito (4%) ou reinjetado e armazenado (18%).¹ É importante destacar que na atividade de extração na Bolívia já existe a competição entre companhias petrolíferas integradas. Apesar de representar uma potencial competição no suprimento, o gargalo de infra-estrutura e regulamentação de livre acesso não permitiu que os ganhos – fossem repassados aos consumidores.

1.2 Regulação do setor de gás natural

Pré-privatização. Até recentemente, a indústria de gás natural era organizada sob a forma de um monopólio estatal da Petrobras, empresa integrada horizontal- e verticalmente, participando sozinha em todas as etapas da cadeia produtiva, excluindo-se a distribuição,

¹ Petrobras

constitucionalmente atribuída aos estados da federação. Até 1988, apenas os estados do Rio de Janeiro e de São Paulo contavam com empresas distribuidoras. Nos demais estados, o fornecimento de gás para os grandes consumidores finais (indústrias) era diretamente executado pela Petrobras.

Esse modo de organização industrial proporcionou ganhos de escala, coordenação e redução de custos de transação. Por outro lado, como todos os segmentos da cadeia produtiva estavam integrados verticalmente, o preço final do produto não era expresso de forma que se pudesse distinguir o custo por atividade em cada etapa da cadeia. A estrutura verticalizada possibilitou a implementação de subsídios entre as atividades da cadeia produtiva, os subsídios cruzados.² Dessa forma, a empresa podia subsidiar as atividades menos eficientes com os recursos gerados pelas atividades mais eficientes ou, no caso das indústrias de infra-estrutura, havia subsídio - através de atividades naturalmente monopólicas para as concorrenciais, gerando barreiras à entrada de novos agentes nessas atividades. Uma das implicações desse aspecto é o aumento da dificuldade da tarefa regulatória, uma vez que representa uma importante fonte de assimetria de informações entre regulador e regulado.

Reestruturação. Nos últimos anos, iniciou-se a reestruturação da indústria brasileira de gás natural visando introduzir incentivos aos ganhos de eficiência nos vários segmentos do setor por meio da entrada de capitais privados em lugar do Estado, que passaria de gestor a regulador das atividades, bem como a introdução da concorrência nas atividades potencialmente competitivas de suas cadeias produtivas. No caso específico do gás natural, as atividades de exploração e produção, importação e exportação e transporte permaneceram um monopólio da União³, podendo ser exercidas por empresas estatais e privadas, nacionais e estrangeiras, mediante concessão ou autorização da Agência Nacional do Petróleo, ANP.⁴ Já a atividade de distribuição de gás canalizado tem sua exploração sob responsabilidade dos estados da federação, uma vez que a Constituição Federal estabelece, em seu Artigo 25, § 2, que: “Cabe aos Estados, explorar diretamente, ou mediante

²Nota técnica, fevereiro de 2002, ANP.

³Lei 9.478/97, Artigo 4º.

⁴ Lei 9.478/97, Artigo 8º.

concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para sua regulamentação”. Dessa forma, estão eliminadas as barreiras institucionais, possibilitando a inserção de novos agentes nas diferentes atividades do setor do gás.

1.3. Indústria de gás natural: competição e monopólio

A indústria de gás natural, assim como outros setores de infra-estrutura (telecomunicações e energia elétrica), é um exemplo de indústria de rede. Esse tipo de indústria é caracterizado pela presença de distintas atividades organizadas sob a forma de uma rede física, em que a interconexão é fundamental à sua operação e prestação do serviço. No caso específico da indústria de gás natural, as atividades da cadeia produtiva são exploração, produção, transporte, comercialização⁵ e distribuição. Dentre os distintos segmentos da cadeia produtiva de uma indústria de infra-estrutura, algumas das atividades são potencialmente concorrenciais e outras são naturalmente monopólicas. No caso do gás, as atividades de exploração e produção (E&P) e comercialização são potencialmente concorrenciais, porém, o transporte e a distribuição são naturalmente monopólicos. Isso ocorre porque nas atividades de E&P e comercialização do produto é possível introduzir distintos agentes, de forma que os mesmos participem de um processo competitivo na busca dos consumidores. Nas atividades de transporte e distribuição, a introdução de novos agentes no mercado pode ser economicamente ineficiente devido aos elevados custos de construção de gasodutos, cuja participação na estrutura de custos totais é significativa. Assim, o monopólio pode ser a solução econômica mais viável. Por isso, a atividade é admitida como um monopólio natural, ou seja, a distribuição de gás realizada por uma única distribuidora possui um custo menor do que quando realizada por duas ou mais distribuidoras. Nesse caso, o mercado não comporta um grande número de firmas operando em escala e escopo eficientes, e as barreiras à entrada manifestam-se em função do elevado aporte de investimentos necessário (Krause, 1998).

⁵ A comercialização envolve a negociação da compra e venda de gás e transporte e/ou outros serviços como o de cobrança e o de medição.

Entretanto, a integração vertical faz parte da lógica econômica dos agentes, uma vez que a mesma permite uma redução de custos de transação e a possibilidade de garantia de mercado. O efeito positivo da verticalização pode ser visto em relação às condições mais favoráveis de realização de investimentos, como por exemplo, a criação de infra-estrutura visando à diminuição dos riscos incorridos pelo investidor. Nesse sentido, é importante destacar que a integração é uma estratégia natural dos agentes, enquanto a *unbundling* vertical é um instrumento que visa possibilitar a introdução de concorrência nas atividades de E&P e comercialização. Tem-se, então, um *trade off* a ser resolvido, pois ao mesmo tempo em que se procura introduzir a concorrência na indústria e incentivar a entrada de novos operadores, espera-se que haja a possibilidade de uma inserção ampla, redutora de custos e favorecedora de investimentos, na qual os agentes possam exercer as distintas atividades envolvidas na indústria.⁶

Dessa forma, pode-se concluir que a integração vertical será, economicamente, benéfica enquanto facilitar o desenvolvimento de mercados, uma vez que possibilita a empresa financiar a expansão dos serviços com tarifas de monopólio que permitam garantir um retorno mínimo aos investimentos nas várias etapas ao longo da cadeia E&P, distribuição e comercialização. Além disso, a integração vertical permite a captura dos ganhos fiscais. Porém, no caso de monopólio no mercado final, existirá sempre o incentivo a praticar as ações que permitam distanciar os preços do produto de seu custo, viabilizando uma extração de extra-renda.

O estudo de Araújo (1997) mostra vantagens da competição quando comparada a uma situação de monopólio no que tange à eficiência alocativa. Apesar de permitir rendas extraordinárias, um monopólio verticalmente integrado pode existir como uma solução ao problema de incentivos para a entrada dos primeiros agentes, isto é, como um mecanismo de redução de risco de investimento de longo período de maturação. Uma vez atendidos tais objetivos, o regime de monopólio pode ser substituído pelo regime de concorrência nos mercados potencialmente competitivos por meios contratuais.

Como a indústria no Brasil ainda não é madura, a separação vertical pura pode não ser adequada. Como o mercado ainda está em desenvolvimento, uma alternativa seria a

⁶ Uma análise da integração vertical pode ser encontrada em "Participações cruzadas na indústria brasileira de gás natural", Nota técnica, fevereiro de 2002, ANP.

criação de um mecanismo de livre acesso que permitisse a entrada dos *players* nos segmentos de comercialização.

Nesse sentido, ao longo do processo de reestruturação do setor um dos objetivos da agência reguladora seria a garantia de acesso à infra-estrutura de transporte, de forma a viabilizar a competição, evitando, assim, o tratamento discriminatório por parte do monopolista e a entrada ineficiente dos agentes. Pode-se concluir, então, que as regras de acesso e a identificação dos custos da atividade monopolista por parte do regulador são fundamentais para atrair investimentos para a indústria, além de delimitar as atividades de monopólio e concorrenciais e, conseqüentemente, - consolidar o modelo setorial.

II Setor da distribuição: uma análise comparativa entre Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo

2.1. Desenho de privatização

2.1.1. Histórico da reestruturação do setor⁷

O Brasil não é um país com grande participação de gás natural na sua matriz energética. A utilização do gás canalizado iniciou-se no Rio de Janeiro em 1851 com a iluminação pública a gás. Àquela época surgiu a primeira empresa do setor, a Companhia de Iluminação a Gás, que hoje é a Companhia Estadual de Gás (CEG). Duas décadas depois, foi criada a San Paulo Gas Company, atual Comgás. Até o ano de 1988, o gás canalizado distribuído foi o gás de carvão, de nafta e vários tipos de combinações, incluindo hidrogênio carbonato e uma mistura envolvendo água e hulha. Somente no final dos anos setenta, com o início da produção na Bacia de Campos no Rio de Janeiro e a implementação da infra-estrutura de transporte, o consumo nacional de gás natural começou a se desenvolver. Até 1988, apenas duas empresas de distribuição – Comgás e CEG – estavam operando. Em outros estados, a Petrobras assegurava toda a comercialização ao setor industrial, mantendo a integração vertical ao longo da cadeia de suprimento. A Constituição de 1988 (artigo 25, com o texto dado pela Emenda Constitucional nº 5, de 15/08/1995) atribuiu aos estados o direito de explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, e foram criadas outras empresas para atuar nesse segmento. Com o objetivo de reduzir os investimentos do Estado em atividades que - pudessem ser exploradas pela iniciativa privada de forma a assegurar a prestação de serviços adequados foi criado o Programa Estadual de Desestatização-(PED)-. Tal programa foi instituído pela Lei nº 9.361, de 5 de julho de 1996, que autorizou a implementação dos projetos de desestatização compreendendo, dentre outras modalidades, a alienação de participação societária, inclusive de controle acionário, mediante oferta pública, e, ainda, a concessão, permissão ou autorização de serviços públicos, bem como a

⁷ Uma análise detalhada pode ser encontrada em Santos (2002) e Gasparini (2003).

cessão, licença ou conferência de direitos delas derivados. Assim, a regulação da distribuição de gás natural canalizado é competência dos estados, mediante agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais. Cada estado tem poderes para fixar regras em seu próprio programa e, portanto, a privatização de empresas controladas por estados é feita de acordo com legislação local específica. A entrada dos novos agentes ocorre mediante a aquisição de participações nas empresas distribuidoras. O desenho de privatização das empresas estatais, concessão de novas áreas e moldura regulatória do segmento de distribuição e comercialização são essenciais para o funcionamento do setor de gás natural no médio e longo prazos, envolvendo os custos econômicos e políticos da mudança das regras do jogo no futuro.

Contudo, como mostra o Anexo 1, a Petrobras continua tendo uma forte participação no segmento de distribuição. Com exceção dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, o restante do País possui uma rede de dutos de distribuição ainda em instalação, em que três companhias distribuidoras ainda não começaram a operar.⁸ A Comgás e a CEG foram as únicas concessões a serem vendidas já com ativos (sistemas em operação e consumidores ligados) e são as áreas mais interessantes, entre as cinco, por serem as mais industrializadas e com níveis de demanda por energéticos mais elevados.

Os primeiros estados a realizarem a privatização do setor de gás foram Rio de Janeiro e São Paulo.

Quadro 1. O processo de privatização das distribuidoras de gás

Programas Estaduais de Desestatização-
Aprovação nas Assembléias Legislativas-
Modelagem de Venda-
Consórcios com experiência internacional-
Avaliação Econômico-financeira-
Avaliação da Natureza e Potencialidade do mercado-
Avaliação dos Riscos e Oportunidades-
Definição do Modelo (áreas, exclusividade, etc.)
Definição das Obrigações, Direitos e Metas-
Definição do Preço Mínimo
Edital de Venda e Minuta do Contrato de Concessão-

⁸ Brasil Energia, maio de 2003.

Audiências Públicas
Fase de pré-qualificação – Operador Técnico
Data Room.

Leilão na Bolsa

Processo de Licitação Internacional-

Assinatura do Contrato de Concessão e Transferência do Controle
Acionário aos Vencedores do Leilão.

As primeiras companhias a serem privatizadas foram a Companhia Estadual de Gás, CEG, e a Riogás (atual CEG RIO) em julho de 1997.⁹ Na venda da CEG, o ágio foi de 85,58% sobre o preço mínimo de R\$ 250 milhões, enquanto o preço da venda da Riogás teve um ágio de 49,36% sobre os R\$ 106 milhões, estabelecido como preço mínimo. A CEG foi adquirida em leilão pelo consórcio formado pela americana GEC (Enron), a argentina Pluspetrol e as espanholas Gas Natural e Iberdrola, no mesmo dia em que a GEC e a Gas Natural assumiram o controle da Riogás.

No caso da CEG, dos 56,41% das ações ordinárias colocadas à venda, 45% couberam à GEC, 33,5% à Gas Natural, 17,5% à Iberdrola e 4% à Pluspetrol. O restante das ações seguiu dividido entre a União, 34,59%, funcionários com 9% e outros acionistas com 0,04%. Na Riogás, com a venda dos 83,67% das ações ordinárias, a GEC passou a controlar 32,6% do capital da empresa, sendo 16,3% com a Ementhal e os outros 16,3% com a Borgogna, e a Gas Natural com 51%. Os outros 16,33% permaneceram com a Petrobras BR.

No estado de São Paulo, a reestruturação do setor de gás canalizado iniciou-se com a privatização da Comgás,¹⁰ cujo Contrato de Concessão foi celebrado em abril de 1999. O consórcio Integral Holdings S.A., que representa a British Gas e a Shell, adquiriu em leilão o controle acionário (52,69% do capital total e 67,23% do capital votante) da Comgás. O

⁹ Em outubro de 1999, a RIOGÁS passou a denominar-se CEG RIO S.A.

¹⁰ A emenda constitucional que permitiu a privatização da Comgás foi aprovada em 15 de dezembro de 1998. O texto adapta a Constituição de São Paulo à Federal, que já havia permitido a concessão dos serviços de distribuição de gás canalizado à iniciativa privada.

preço mínimo da companhia estava fixado em R\$ 753,5 milhões, entretanto foi arrematada por R\$ 1,65 bilhão, com ágio de 119%.

Em seguida, com as licitações da CSPE da área Noroeste e do Sul do estado de São Paulo, os Contratos de Concessão foram celebrados, respectivamente, com a Gas Brasileiro Distribuidora Ltda., em 10 de dezembro de 1999, e com a Gás Natural São Paulo Sul S/A, em 31 de maio de 2000.¹¹ Na área Noroeste o vencedor do leilão foi o Grupo italiano ENI, que ofereceu R\$ 274,9 milhões pela concessão, R\$ 164,9 milhões acima do preço mínimo de R\$ 110 milhões (ágio de 149,9%). A área Sul foi a leilão em 26 de abril de 2000, com ágio de 462% sobre o preço mínimo de R\$ 95 milhões. O grupo espanhol Gas Natural pagou R\$ 533,8 milhões (US\$ 298,4 milhões) pela área.

Tabela 1. Privatização das Distribuidoras de SP e RJ

	Comgás	Gas Brasileiro	Gas Natural	CEG	CEG RIO
Controladores	BG/Shell	ENI	Gas Natural	BNDESPAR Gas Natural Enron	Gas Natural Enron Petrobras
Privatização	14/04/1999	9/11/1999	26/04/2000	14/07/1997	14/07/1997
Preço mínimo	R\$ 754 milhões	R\$ 110 milhões	R\$ 95 milhões	R\$ 250 milhões	R\$ 106 milhões
Preço Pago	R\$ 1,65 bilhão	R\$ 275 milhões	R\$ 534 milhões	R\$ 464 milhões	R\$ 158 milhões
Ágio	119%	150%	462%	85%	49%
Participação Vendida	52.7%	100%	100%	56.4%	75%

Como pode ser observado, todos os novos entrantes no setor de distribuição nos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo são companhias verticalmente integradas que atuam nos segmentos de exploração de petróleo. A controladora da área Sul de São Paulo e

¹¹ O artigo 10, § 2º, da Lei estadual nº 9.361, de 5 de julho de 1996, autoriza a divisão do Estado de São Paulo em até três áreas de concessão.

da CEG e CEG RIO, a Gas Natural, é uma empresa espanhola que tem entre seus principais acionistas a Repsol e a YPF, com 45% do capital total.

BG e Shell, os controladores da Comgás, atuam-(entre outras áreas)- em exploração, distribuição, manufatura e transporte de gás natural liquefeito, estocagem, geração de energia e desenvolvimento de novos mercados, além do mercado de petróleo. Na América Latina, a maior distribuidora de gás natural, a Metrogas, é controlada pela BG, e está situada em Buenos Aires, na Argentina. Ainda na América Latina, o grupo atua na Bolívia, onde há reservas de gás natural. No Brasil, está associada à Petrobras no Gasbol, e junto de outras empresas atua ainda na exploração de campos de gás. A Shell, além da distribuição de gás e derivados de petróleo, atua nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural.

O Grupo ENI, que controla a Gas Brasileiro, atua em todo o ciclo petrolífero. A ENI é holding do grupo e administra, através da Divisão Agip, a exploração e a produção de petróleo e gás. Além disso, a empresa tem uma forte presença no setor da distribuição de GLP.

2.1.2. Breve análise do potencial econômico das cinco áreas (Comgás, CEG, CEG RIO, Gas Brasileiro e Gas Natural SPS)¹²

As concessionárias podem ser divididas em dois grupos: Comgás, CEG e CEG RIO, que foram privatizadas com ativos (redes em operação e consumidores atendidos), representando os mercados mais desenvolvidos na comparação com o segundo grupo, que inclui Gas Natural SPS e Gas Brasileiro, que são áreas com consumo potencial.

As áreas da concessão da Comgás, CEG e CEG RIO têm maior potencial de expansão de gás natural no Brasil e possuem uma base histórica de comparação significativamente maior do que as áreas do segundo grupo.

Dentro do primeiro grupo, a área da Comgás tem 6,4 milhões de residências com população de 24,6 milhões. As áreas da CEG e da CEG RIO abrangem uma população de 10,3 milhões e 3,3 milhões que formam 3,1 milhões e 800 mil residências, respectivamente.

¹² A base de dados para este capítulo inclui as entrevistas com as distribuidoras, editais de privatização e os dados do IBGE. Para uma análise das distribuidoras do Estado de São Paulo, ver Gasparini (2003).

No momento da privatização, a rede da Comgás tinha 2,4 mil quilômetros, comparada com 2,5 mil quilômetros da CEG e 380 km da CEG RIO. As vendas da Comgás também foram maiores: 3,5 milhões m³/dia quando ambos, CEG e CEG RIO, distribuíam no momento da privatização em torno de 3,6 milhões de m³. O número dos consumidores naquele momento na área da Comgás totalizava 300 mil, frente a 550 mil da CEG e CEG RIO.

O segundo grupo inclui a área Noroeste (Gas Brasileiro) e área Sul (Gas Natural) com 59% e 21% do estado de São Paulo. A área Noroeste, concedida à Gas Brasileiro Distribuidora Ltda, é integrada pelas atuais regiões administrativas de Ribeirão Preto, Bauru, São José do Rio Preto, Araçatuba, Presidente Prudente, Marília, Central, Barretos e Franca, compreendendo 375 municípios. A área Sul, concedida à Gás Natural São Paulo Sul S/A, é integrada pelas atuais regiões administrativas de Sorocaba e Registro e abrange 93 municípios.

Como as duas áreas não possuíam os ativos físicos de distribuição, a análise é feita a partir dos potenciais consumidores. Na época da privatização, na área Noroeste o consumo de energia elétrica industrial foi de 3,6 milhões de MWh. O número de residências e indústrias era de 1,9 milhão (20% do total) e 21 mil (21% do total), respectivamente. A estimativa do consumo potencial de gás natural em 2010 para termelétricas e indústrias foi de 4,1 milhões e 915 mil m³/dia, respectivamente. A estimativa de volume total, incluindo todos os segmentos, foi de 5,2 milhões de m³/dia até 2010 e que dobraria em 2020 (material de audiência pública, fornecido pela CSPE e Secretaria de Energia). Já a área Sul abrange uma população de 2,5 milhões de habitantes, 6 mil indústrias e 670 mil residências. O consumo industrial de energia elétrica é da ordem de 5,7 milhões MWh. Segundo estimativa da CSPE, o segmento de termelétrica deverá ser o principal mercado de gás natural dessa área nos próximos anos. É estimado um consumo de gás natural para termelétricas e co-geração de 4,5 milhões m³/dia em 2010. No setor industrial, a CSPE estima a demanda de gás natural em 1,7 milhão m³/dia em 2010.

Tabela 2. Raios-X das distribuidoras dos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo

Distribuidora	Comgás	Gas Brasileiro	Gas Natural SPS	CEG	CEG RIO
Area de	Região	Ribeirão Preto,	Região Sul,	Região	Interior do

Concessão	Metropolitana de São Paulo, Baixada Santista, Vale do Paraíba e Região de Campinas (177 municípios)	Bauru, São José do Rio Preto, Araçatuba, Presidente Prudente, Marília, Franca e Barretos. (375 municípios)	Sorocaba e Registro (93 municípios)	Metropolitana do Rio de Janeiro	Estado do Rio de Janeiro. Regiões Norte e Noroeste Fluminense, Baixada Litorânea, Serrana, no Médio Paraíba, Centro Sul e na Bahia da Ilha Grande. (65 municípios)
% do PIB Brasileiro	35,48%			11,22%	
População	24,6 milhões	7,1 milhões	2,5 milhões	10,3 milhões	3,3 milhões
Número de residências	6,4 milhões	1,9 milhão	670 mil	3,1 milhões	800 mil
Rede em 1999	2,4 mil km	-	-	2,25 mil km	304 km
Vendas (2002)	8,2 milhões m ³ /dia	-	-		
Número de consumidores	300 mil	-	-	371 mil	14

2.1.3. Modelos adotados nos dois estados e integração vertical

Os modelos de privatização na área de distribuição de gás natural nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro significaram, pela modelagem de privatização, um atrativo considerável aos investidores estratégicos. Nesse processo no setor de distribuição ingressaram várias companhias multinacionais com ampla experiência no negócio. Os exemplos são BG,

Shell, Gas Natural e Agip. Estas companhias, ou seus controladores, participam dos segmentos de exploração e produção, bem como do segmento de geração de energia. Assim, os modelos adotados não impõem a restrição à participação cruzada dos agentes no setor de gás natural no segmento de E&P, distribuição e comercialização. O melhor exemplo desta participação cruzada é a atuação da Petrobras, que possui 100% da produção do gás no território brasileiro e participação em 15 distribuidoras de gás natural. Acreditamos que a prática de *unbundling* entre E&P e distribuição é uma realidade distante para o mercado brasileiro de gás, dada a ausência da competição no *upstream* da indústria. Já no caso da integração entre distribuição e comercialização, os contratos de concessão do estado de São Paulo previam que “a concessionária não poderá fornecer a empresas a ela vinculadas (controladas, controladora e coligada) volume superior a 30% (trinta por cento) do volume total de sua aquisição de gás canalizado.” Para as áreas menos desenvolvidas, como as de atuação de Gas Natural SPS e Gas Brasileiro, os contratos isentam da obrigação acima mencionada para 6 (seis) anos contados da data de sua assinatura ou quando a concessionária atingir o volume total de aquisição de 7 milhões m³/dia, ou o que ocorrer primeiro. Além disso, os contratos de São Paulo asseguram que “a concessionária deverá obedecer às limitações impostas, a qualquer tempo, pela legislação e regulamentação que estabeleçam limites para a integração vertical das atividades relacionadas com as da prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado”. Os contratos das empresas do estado do Rio de Janeiro não trataram deste assunto.

2.2. Análise de contratos de concessão

As principais características dos contratos de concessão incluem metas, obrigações e direitos que são apresentados no Quadro 1. Os principais itens podem ser agrupados em três principais categorias: (i) nível de investimento e cronograma de realização, (ii) qualidade requerida, (iii) duração do contrato e regras de liquidação da concessão, e (iv) regime tarifário e revisões. A seguir, estes pontos são apresentados e aplicados aos contratos firmados em dois estados: São Paulo e Rio de Janeiro.

Quadro 1. O perfil dos contratos de concessão

- Obrigações e Metas:

- Impessoalidade
- Modernidade, Eficiência, Qualidade, Segurança etc.
- Modicidade das tarifas
- Contratação de suprimentos flexíveis a preços competitivos e ajustados às exigências do mercado.

- *Business plan*
- Expansão
- Atendimento ao Cliente
- Prazos mínimos de atendimento ao cliente-
- Divulgação Institucional

- **Direitos:**
 - Exclusividade
 - Rentabilidade mínima

2.2.1. Período de concessão, exclusividade e regras de liquidação do contrato

O período de concessão adotado pelos dois estados é de trinta anos, justificado pela presença do monopólio natural no setor de distribuição num mercado relativamente pequeno e subdesenvolvido. A prorrogação desse prazo é limitada a vinte anos no estado de São Paulo e a trinta anos no estado do Rio de Janeiro. Os contratos estabelecem a exclusividade na distribuição por 30 anos, significando que outro agente está proibido de distribuir gás na área de concessão da concessionária. Porém, o mais relevante à análise é o prazo de exclusividade de comercialização que varia entre os estados e ainda dentro do estado de São Paulo. Após o período de exclusividade, a rede de distribuição passará a ser de livre acesso a terceiros, mediante o pagamento pela interconexão e pelo serviço de distribuição de gás canalizado. Os usuários poderão adquirir o gás de fonte alternativa.

O contrato estabelecido entre o governo do Rio de Janeiro e a CEG e CEG RIO concede às empresas, por todo o prazo de concessão, a exclusividade para a atividade de comercialização de gás canalizado na área de concessão para todos os usuários. Existe uma cláusula nos contratos da CEG e CEG RIO que abre espaço a uma discussão de livre acesso. O §18 da Cláusula 7ª permite a aquisição igual ou superior a 100 mil m³ de gás canalizado por dia, diretamente do produtor, porém, “dependendo tal aquisição nos primeiros 10 anos da concessão, de prévia e expressa anuência da concessionária...”. A seguir, vem a condição do acesso: “... Em qualquer caso, durante todo o prazo da

concessão, fica assegurado à concessionária o recebimento de tarifa equivalente à diferença entre o valor limite¹³ da concessionária para o tipo de consumidor em questão, e o preço que ela, concessionária, paga na aquisição de gás, da mesma supridora”. Já no estado de São Paulo, foram escolhidas as modalidades diferentes. Para clientes residenciais e comerciais, a exclusividade de comercialização estende-se por todo o período de concessão no caso das três distribuidoras do estado. Já para os demais usuários, a Comgás terá 12 anos de exclusividade na comercialização, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão. As outras duas distribuidoras do estado de São Paulo, Gas Natural SPS e Gas Brasileiro, poderão usufruir a exclusividade por 12 anos para cada sistema de distribuição específico, contados a partir da data de entrada em operação da respectiva *citygate*, ou por um período de vinte anos, contados a partir da data de assinatura do contrato, ou o que ocorrer primeiro.¹⁴ A diferença nas condições da exclusividade deve-se ao estado de desenvolvimento dos três regiões. O limite de vinte anos foi definido com o objetivo de incentivar a construção e a entrada em operação, o mais rápido possível, das novas redes locais.

Muito embora o prazo do monopólio na distribuição de gás canalizado na área de concessão possa ser justificado como uma consequência natural do serviço a ser prestado e das dimensões do mercado, uma outra explicação nos parece mais realista: os prazos maiores foram escolhidos para valorizar os ativos a serem privatizados, uma vez que a exclusividade reduz a incerteza mercadológica do *business* de distribuição.¹⁵ As principais vantagens do período de exclusividade, dado que o mercado brasileiro encontra-se -em estado subdesenvolvido, são estímulos à implantação de redes (investimentos) e desenvolvimento sustentado da indústria de gás, facilidades na regulação na primeira etapa, mitigação de riscos nos contratos *Take or Pay* (TOP), maior facilidade nas compras do produtor. Em contrapartida à exclusividade, as concessionárias assumiram um amplo conjunto de obrigações.

13 A tarifa máxima em vigor, estabelecida pelo ASEP-RJ.

14 Cláusula Quinta, Sétima Subcláusula no Contrato de Concessão da Gas Brasileiro e Gas Natural SPS.

15 Para evitar abusos, o serviço deve ser fiscalizado pelos órgãos reguladores, o que eleva o custo regulatório.

2.2.2. Obrigações de investimento

Os contratos de concessão em ambos os estados impõem uma série de obrigações. Podemos resumi-las da seguinte forma: a de prestar serviço adequado, visando sua expansão e acompanhando o desenvolvimento tecnológico mundial; utilizar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam os melhores níveis de segurança, qualidade, continuidade e confiabilidade do serviço; manter os recursos humanos adequadamente habilitados. Os contratos de concessão prevêem metas a serem realizadas pelas respectivas Concessionárias nos primeiros anos de concessão, além de projetos de qualidade que estabeleçam os critérios de atendimento comercial, de segurança e de qualidade na exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado.

Estado do Rio de Janeiro. Os modelos escolhidos para a concessão do serviço de distribuição de gás canalizado não especificam o volume de investimentos a serem realizados. Porém, a Cláusula 6ª confere à CEG a responsabilidade de promotora dos investimentos e desenvolvimento da infra-estrutura necessária para atendimento “..em determinadas áreas que não tinham sistema de distribuição em funcionamento, ou que passe a atender às necessidades de consumidores especiais.” Assim, as concessionárias assumem a obrigação de atender a novos pedidos de fornecimento, desde que isso não interfira no equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Isto é “(...) assegurando retorno adequado¹⁶ aos investimentos a serem realizados (...)”. Contudo, as empresas podem deixar de atender os consumidores se houver insuficiência de matéria-prima ou ameaça à segurança.

As concessionárias podem perder a exclusividade sobre a área objeto de determinação no caso de recusa de atendimento às necessidades de consumidores por motivos não comprovados.. Neste caso, pode “(...) o serviço, a critério do Estado, passar a ser prestado mediante nova concessão para a área, ou subconcessão parcial da já existente, em condições de prestação de serviço correspondentes àquelas oferecidas à concessionária, assegurando-se a esta remuneração adequada pela utilização de seu sistema de distribuição por parte da nova concessionária, ou subconcessionárias, conforme for o caso”. A remuneração para o uso das redes da concessionária continua tendo o mesmo valor no caso de acesso dos grandes consumidores. Além disso, os contratos determinam que a CEG e CEG RIO deverão providenciar a total conversão do sistema para o uso do gás natural, no

¹⁶ Aquele que garante remuneração do capital de acordo com as taxas previstas no contrato aos investimentos a serem realizados.

prazo de até 90 meses. Ao menos 25% da rede residencial e comercial deverá estar convertida no prazo de 48 meses.

Estado de São Paulo. As concessionárias do estado são obrigadas a implantar novas instalações, ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de gás, sempre que o serviço for economicamente viável.

Segundo o contrato de concessão da Comgás, a companhia deverá aumentar a base de seus usuários nos primeiros dez anos em 200 mil, sendo pelo menos 70 mil nos cinco primeiros anos. O sistema de distribuição deverá ser expandido em 400 quilômetros de rede nos cinco anos iniciais. Além disso, a companhia deverá fazer substituição de 50% dos medidores instalados até 2005, sendo que nos primeiros dois anos, no mínimo, 20% e 65% até 2009. Os medidores não substituídos devem ser aferidos até o décimo ano. Deve-se renovar a rede de ferro fundido em 25% até o quinto ano com renovação de 3% ao ano após 2004.

Já para a Gas Natural SPS foram estabelecidas as seguintes metas mínimas: a companhia deve implementar o sistema de distribuição, construindo até 2005 no mínimo 200 km de redes a partir de três *citygates*, sendo que nos primeiros três anos devem ser construídos 150 km de rede, a partir dos *citygates* de Itu e Araçoiaba da Serra. Implantar até 2010 as extensões de redes correspondentes a investimentos mínimos de R\$ 30 milhões, (base fevereiro de 2000). O Plano de Investimentos da empresa deve conter o Plano para Cumprimento das Metas e ser detalhado, para o primeiro ano, mês a mês, e para os anos subseqüentes, ano a ano.

A concessionária Gas Brasileiro deve implementar na região Noroeste o sistema de distribuição, construindo no mínimo 150 km de redes até 2004 a partir das *citygates* projetadas nas cidades de São Carlos, Araraquara e Araçatuba. Além disso, a companhia deveria implementar o sistema de distribuição, construindo no mínimo 70 km de redes, interligando Ribeirão Preto e região até 2004. Ademais, deve implantar, até 2009, extensões de redes correspondentes a investimentos mínimos de R\$ 50 milhões, com data-base de setembro de 1999. Além disso, deve instalar estações reguladoras.

2.2.3. Formação e reajustes das tarifas de gás

Em relação às tarifas, o modelo de preços-teto foi adotado, determinando o valor máximo das tarifas que as distribuidoras poderão cobrar para cada segmento de consumidores. Os consumidores são classificados em segmentos segundo o critério de volume físico de consumo. As distribuidoras podem praticar descontos nas tarifas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos e usuários. No segmento residencial e comercial, os descontos podem ser aplicados para todo o conjunto de consumidores deste segmento. As tarifas são compostas pelo preço do gás, custo de transporte e pela margem de distribuição, que inclui todos os custos associados à comercialização do gás. O preço do gás é definido separadamente em cada contrato de suprimento. Em geral o preço do gás é atrelado ao preço de outro *commodity* com liquidez maior, como- por exemplo, o preço do petróleo cru, do óleo combustível (este é o caso dos contratos entre as distribuidoras de gás natural e a Petrobras) ou do próprio gás natural no mercado dos Estados Unidos.

Assim, as tarifas-teto são calculadas da seguinte forma:

$$T = Pg + Pt + Md * IP$$

onde **T** é tarifa-teto;

Pg e **Pt** são custos médios ponderados de aquisição de gás e transporte, separando termelétrica e co-geração dos demais segmentos;

Md é margem de distribuição alocada à tarifa;

IP é índice de variação de preços (IGPM).

O reajuste da margem de distribuição é anual em que o primeiro reajuste ocorre um ano após a assinatura do contrato. O repasse das alterações dos preços do gás e do custo de transporte depende de autorização da Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE) no estado de São Paulo e mensal no caso da CEG e CEG RIO.

2.2.4. Revisão tarifária quinquenal

Os contratos de concessão prevêm revisões tarifárias ao fim de cada período de cinco anos. A revisão tarifária compreende o nível e a estrutura, bem como alterações de

segmentos e classes de tarifas vigentes. A revisão quinquenal está prevista nos contratos de concessão dos dois estados. A idéia fundamental é a mesma: transferência de ganhos de produtividade ao consumidor por meio da aplicação de Fator X.

Nos contratos da CEG e da CEG RIO, a revisão tarifária dos limites máximos deve ser feita “a cada cinco anos, com base no custo dos serviços, incluindo-se a remuneração do capital, levando em conta, ainda, a necessidade de estímulo ao aumento da eficiência operacional por meio da redução de custos, a evolução efetiva desses custos, e da produtividade da Concessionária e do setor de gás”.¹⁷ Os custos a serem considerados para efeito da revisão tarifária são: i) aquisição de gás, ii) demais despesas operacionais, iii) depreciação dos ativos operacionais, iv) tributos (excluem-se os tributos sobre a renda), v) remuneração sobre o ativo operacional imobilizado (remuneração do capital). A remuneração do capital será apurada com base na aplicação de um percentual (12% na primeira revisão) sobre o capital da companhia, calculado usando-se a metodologia *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. Esse percentual será calculado, para a segunda revisão tarifária, de acordo com uma fórmula que relaciona o custo de capital ao custo livre de risco de um financiamento (*risk free*), ajustado ao risco do negócio e da empresa:

$$R_f + \beta * \text{prêmio de risco} + R_b$$

Onde, R_f é a taxa real livre de risco (= *risk free*), definida como a taxa de juros real dos títulos de dívida do tesouro norte-americano, com dez anos de prazo, de maior liquidez; β representa a razão entre o risco do setor relativamente ao do mercado, fixado em 0,45 para a segunda revisão; **prêmio de risco** é a diferença entre o retorno esperado do mercado e a taxa livre de risco, fixado em 6,7% para a segunda revisão; R_b é o risco Brasil, definido para a segunda revisão quinquenal como a diferença entre a remuneração do título da dívida pública externa brasileira de prazo superior a 10 anos, de maior liquidez, e a remuneração do título da dívida do tesouro norte-americano que mais se assemelhe em prazo, forma de pagamento de juros e amortizações.

¹⁷ Cláusula sétima, parágrafo segundo, nos contratos de concessão firmados entre o estado do Rio de Janeiro e a distribuidora CEG e CEG RIO, 1997.

Outro fator relevante é a base de cálculo dos ativos a serem remunerados, definida no contrato como a soma dos seguintes valores: (i) ativos operacionais imobilizados, líquidos de depreciação, registrados no balanço da concessionária do fim do quarto ano de cada quinquênio; (ii) a parcela não amortizada do ágio da privatização da concessionária, ao final do quarto ano de cada quinquênio; e (iii) o total da depreciação dos ativos operacionais da concessionária que tenham sido imobilizados nos cinco exercícios anteriores à revisão tarifária.

No estado de São Paulo, os contratos de concessão detalham mais a revisão da margem máxima (MM) das distribuidoras, que visa garantir receitas suficientes à cobertura de custos de operação, manutenção, impostos, encargos, depreciação e uma rentabilidade razoável. A margem máxima para o ano t (em R\$/m³) é definida como:

$$MM_t = MM_{t-1} [1+(VP-X)] + K_t$$

VP é a variação do índice de inflação (IGPM);

X é o fator de produtividade;

MM_t é a margem máxima, corrigida para o ano t;

MM₀ é o valor inicial de MM definido em cada revisão.

K_t é o termo de ajuste para garantir o cumprimento de MM e será dado da seguinte forma: no fim de cada ano do ciclo, a margem obtida (MM₀) será calculada e comparada à MM. Caso MM₀ for diferente de MM, a diferença será compensada pelo termo de reajuste K (somente no 2º ciclo o termo K poderá ser positivo).

Para o cálculo da margem máxima, a concessionária deve fornecer um plano de negócio contendo a base de ativos, custos históricos e volumes de gás distribuídos, plano de investimentos, projeções de receitas e custos, projeções de gás canalizado a ser distribuído e projeções do custo médio ponderado do capital. Além disso, a CSPE levará em conta a razão da dívida/capital próprio da concessionária, o custo de oportunidade do capital, a rentabilidade de empresas similares no país e em todos outros países e as condições de rentabilidade para os investimentos no país.

O fator de produtividade, Fator X, expressa a tendência de incremento da eficiência operacional da concessionária ao longo do período. Acreditamos que a sua implementação não seja uma tarefa fácil com implicações sobre o bem-estar social e o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. O Fator X deve ser aplicado às tarifas da CEG e

da CEG RIO em 2002, da Comgás e da Gas Brasileiro, em 2004 e para Gas Natural SPS, em 2005.

As agências reguladoras devem levar em conta quando determinam o Fator X: (i) a tendência histórica da eficiência da concessionária; (ii) os padrões internacionais de eficiência na indústria e índices de produtividade de longo prazo; (iii) as economias de escala; e (iv) a comparação entre as concessionárias presentes no país.

Contudo, a implementação do Fator X requer um nível elevado de informações acerca das companhias, o que pode levar, na presença de assimetria de informações, a possíveis distorções.

Conclui-se pela descrição acima que os contratos de concessão definem o regime tarifário como uma mistura da regulação pelo custo do serviço e uma regulação por incentivo. As tarifas são estabelecidas visando a uma remuneração fixa do capital com base nos custos da empresa, de modo que as receitas sejam suficientes para cobrir todos os custos. Ademais, o mecanismo de revisão tarifária descrito nos contratos de concessão estimula a eficiência e a produtividade da empresa uma vez que as revisões ocorrem a cada cinco anos e as eventuais reduções de custos podem aumentar a rentabilidade até o momento de revisão.

2.3. Regulação do setor

2.3.1. Objetivos do regulador

No processo de privatização do setor de distribuição de gás natural, os órgãos reguladores estaduais iniciaram com uma divisão dos estados em áreas de concessão para licitação. Segundo a literatura dedicada à regulação da infra-estrutura,¹⁸ o maior número de áreas de concessão de distribuição de gás num estado oferece um volume maior de informações ao regulador sobre as expectativas dos agentes. Porém, um menor número garante economias de escala mais elevadas. O número ótimo de áreas de concessão deve atender ao equilíbrio entre informações adequadas (permitir ao regulador otimizar bem-estar social) e a minimização de custos unitários. Um problema fundamental ao regulador

¹⁸ Rosellón e Halpern(2001)

consiste nas informações incompletas sobre as características tecnológicas e, conseqüentemente, dos custos, futuros ganhos de produtividade e tamanho e cronograma de investimentos futuros dos agentes regulados. Normalmente, o agente é o –mais bem informado e pode beneficiar-se dessa situação- usando as informações disponíveis para aumentar seu poder de mercado. Como demonstrado em Armstrong *et alii* (1994), a maior disponibilidade da informação e a aprendizagem do regulador crescem com o número de distribuidoras- porque o regulador pode comparar o desempenho das concessionárias entre si (*yardstick regulation*). Assim, esses fatores permitem que os preços reflitam os custos competitivos com maior propriedade implicando -uma pressão a mais à busca da eficiência por parte das concessionárias.¹⁹

Em termos gerais a literatura sobre regulação destaca os seguintes objetivos do regulador: (i). proteger os interesses dos clientes por meio da modicidade dos preços e qualidade do serviço; (ii) assegurar que os operadores tenham capacidade financeira para executar suas atividades; (iii) cumprir as obrigações estabelecidas inicialmente pelo regulador; (iv) assegurar que o regime seja sustentável e eficaz e, (v) promover a eficiência.

Entre os objetivos mencionados, os de promover eficiência são menos evidentes. Existem três tipos de eficiência que os regimes de regulação devem promover: eficiência produtiva, alocativa e dinâmica. Segundo Burns e Estache (1995)

- os ganhos de produtividade podem ser auferidos de:
 - ganhos no desempenho de ativos existentes, inclusive;
 - redução de mão-de-obra empregada;
 - aquisição dos insumos pelo menor custo.
- os ganhos de eficiência alocativa auferidos do mecanismo de determinação de preços que reflete os custos.
- os ganhos de eficiência dinâmica decorrem de:
 - - introdução de nova tecnologia;

¹⁹ O seu modelo mostra que a *yardstick regulation* funciona sempre que existir uma correlação positiva entre os parâmetros que representam a incerteza em relação ao custo das firmas. Somente nesse caso faz sentido o preço e esforço de uma firma depender dos custos do outro. Se esse resultado é aplicado ao caso de partição de uma área de distribuição, observa-se uma correlação entre os custos das firmas. Então, sugere-se que o preço regulado de uma firma seja estabelecido em função do desempenho dos outros agentes. Mais informações, obtidas a partir de aumento de número dos áreas de concessão, permitem uma eficiência mais elevada em regulação por incentivo. Os níveis de esforço dos monopólios regionais tendem a aumentar, uma vez que dependem do desempenho das outras concessionárias.

- racionalização do investimento em nova capacidade.

Difícilmente os regimes regulatórios podem satisfazer- ao mesmo tempo- todos os objetivos acima mencionados. Por exemplo, um regime desenhado para incentivar a eficiência alocativa pode distorcer os incentivos cujo objetivo é alcançar ganhos da eficiência produtiva e, também, incentivos a investir.

No exercício prático de modelo de fluxo de caixa desenvolvido para as companhias no capítulo III, os indicadores que devem ser monitorados são: (i) volume de gás distribuído, dado um determinado nível de custos quando se avaliam os ganhos de produtividade; (ii) a elasticidade do volume distribuído em relação às tarifas quando se avalia a eficiência alocativa; e (iii) a relação entre a projeção de demanda e o nível atual de investimento.

-São apresentados a seguir os três principais tipos de regulação.²⁰

- Tarifação ao custo de serviço ou pela taxa de retorno;
- *Price caps* ou *Revenue caps*;
- Híbrido.

Custo de serviço ou taxa de retorno. Esse método consiste em estabelecer um limite superior ao *mark-up* permitido, que é adicionado ao custo, ou, equivalentemente, adicionado à taxa de retorno sobre os ativos da firma regulada. Neste caso, o regulador precisa conhecer os componentes do custo de serviço. As revisões tarifárias são, implicitamente, endógenas. Uma revisão será necessária caso a taxa de retorno real cresça além da taxa de retorno autorizada- devido a alterações nos custos. Assim, o agente não enfrenta um risco associado a qualquer choque de custos, já que o repasse ao consumidor é garantido pelos reajustes de tarifa. A principal desvantagem a esta abordagem consiste na redução do incentivo -à queda de custos. De fato, existem os incentivos ao sobreinvestimento, já que os custos serão reembolsados.

***Price cap* ou *Revenue cap*.** Este método consiste em fixar um limite superior à tarifa média ou para a receita total proveniente do serviço prestado. A idéia é promover- para a firma um incentivo ao corte de custos e melhoria da eficiência. A maior diferença entre o *cap* e o

²⁰ Estache et alii, (2003)

custo do agente implica - lucros mais elevados, incentivando o agente à redução dos custos. No curto prazo, o regulador pode estabelecer o *cap* baseado em *benchmarks* internacionais. No médio prazo, o regulador começa a conhecer melhor a estrutura de custos e consegue medir os ganhos de produtividade dos agentes monitorando os custos do agente e os *benchmarks* internacionais. As revisões tarifárias em que novo *cap* é estabelecido acontecem a cada 4 ou 5 anos. Os *caps* são, em grande parte, exógenos ao comportamento do agente e são projetados para redistribuir os ganhos de produtividade aos usuários. Dois problemas podem surgir quando se trata deste tipo de regime: no primeiro, o monitoramento da qualidade torna-se importante, uma vez que é simples reduzir os custos diminuindo a qualidade dos serviços. O segundo problema é a colocação de todo o risco de negócios ao agente.

Regimes híbridos. Entre os dois regimes descritos acima, existe um grande número de soluções intermediárias que acrescentam um reembolso garantido a regimes baseados em incentivos ou adicionam incentivos a regimes baseados em custos. O mais comum é um regime do tipo *price cap* com repasse automático de custos aos usuários. Nesse regime, alguns dos custos que estão fora do controle do agente são excluídos da fórmula de *caps*. Qualquer aumento nesses custos será automaticamente repassado aos usuários pelo aumento das tarifas. No setor de distribuição de gás, por exemplo, a variação dos preços do gás e a incapacidade das empresas de distribuição em influenciar esses custos (no caso de ausência de integração vertical)- explicam a necessidade de repasse de custos.

A fórmula para este regime é:

$$T_t = \alpha C' + (1 - \alpha) C^*$$

Em que: T_t é a tarifa final,

α é a parte do custo sujeito a *caps* que varia de 0 a 1; se $\alpha=0$, o regime é *price cap*; se $\alpha=1$, a tarifação é pelo custo;

C' -são custos sujeitos a *Price Cap*; C^* -são custos repassados para os usuários.

A adoção de um regime híbrido, em que $0 < \alpha < 1$, geralmente- é justificada pela existência de custos que os agentes não podem controlar, combinado à necessidade de se

introduzir os incentivos. No caso dos custos sujeitos à alta volatilidade e/ou à incerteza, o regime que reduz os riscos do agente torna-se viável. A adoção de um regime híbrido indica que parte deste risco está alocada aos consumidores. Uma alternativa consiste em utilizar subsídios, alocando parte desse risco aos contribuintes do sistema fiscal.

A escolha da abordagem depende da estrutura do setor, da possibilidade de os usuários pagarem ou da decisão do governo em alocar o pagamento aos consumidores ou aos contribuintes. No setor de distribuição de gás natural, o regime regulatório pode ser caracterizado como híbrido.

2.3.2. O papel do órgão regulador

As agências estaduais estão em processo de formação e têm adotado desenhos institucionais variados. Os objetivos das agências estaduais visam garantir à população a eficiência, a qualidade e a segurança nos serviços prestados; estimular o desenvolvimento, a universalização e a modernização dos serviços; fiscalizar o cumprimento das normas, prazos, deveres e direitos estabelecidos nos contratos; zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão; corrigir falhas ou problemas na prestação dos serviços; mediar divergências entre usuários e concessionárias; defender os direitos dos usuários diante das concessionárias- e preservar a modicidade das tarifas. A regulação de preços na indústria de gás natural consiste, basicamente, num problema de fixação de tarifas em indústrias que estão operando em regime de monopólio natural. Nesse caso, presta-se especial atenção aos problemas dos segmentos de distribuição e de comercialização de gás pelo sistema de dutos. Conclui-se, portanto, que o processo de formação de tarifas deve obedecer aos seguintes procedimentos: i) determinar os custos de serviço; ii) separá-los por serviço prestado; iii) classificá-los em custos fixos e variáveis; iv) alocá-los a cada classe de usuários e, por fim, v) calcular as tarifas para cada unidade e tipo de serviço prestado.

2.3.3. CSPE e ASEP

A Comissão de Serviços Públicos de Energia, CSPE, é a agência reguladora e fiscalizadora dos serviços de energia, criada pelo Governo do estado de São Paulo para controlar e

fiscalizar as concessionárias de energia elétrica e gás canalizado nesse estado, assegurando a qualidade do fornecimento de energia à população paulista.²¹ No setor de gás canalizado, a CSPE regula e fiscaliza os serviços de distribuição das três concessionárias, por competência estadual estabelecida em lei. A comissão tem por finalidade regular, controlar e fiscalizar a qualidade do fornecimento dos serviços de gás, as tarifas e demais condições de atendimento aos usuários de tais serviços. As principais funções da CSPE são assegurar ao consumidor final a qualidade do produto, do atendimento comercial e do controle das tarifas. A CSPE, no exercício de suas atividades relativas à exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado, elaborou conjuntos de regulamentos para garantir os princípios do incentivo à competitividade, a eficiência, a modicidade das tarifas e corrigir as imperfeições de mercado, observando o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

A Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do estado do Rio de Janeiro, ASEP-RJ, foi criada pela Lei Estadual 2686/97, de 13 de fevereiro de 1997, com personalidade jurídica de Direito Público e autonomias administrativa, técnica e financeira. Suas principais funções são exercer o Poder Regulador, acompanhando, controlando e fiscalizando as concessões e permissões de serviços públicos nas quais o estado do Rio de Janeiro figure. A ASEP é responsável pela regulação de várias concessões no âmbito do estado do Rio de Janeiro.

²¹ A CSPE é uma entidade autárquica, vinculada à Secretaria de Estado de Energia, que foi criada pela Lei Complementar nº 833 de 17 de dezembro de 1997 e Lei Estadual nº 9.361, de 5 de julho de 1996, que instituiu o Programa Estadual de Desestatização sobre a Reestruturação Societária e Patrimonial do Setor Energético. A CSPE é regulamentada pelo Decreto Nº 43.036 de 14 de abril de 1998.

III. Provisão de acesso: segunda etapa do processo regulatório

3.1. Teoria do preço de acesso e setor de distribuição de gás

3.1.1. Abordagens teóricas do Preço de acesso

Intuitivamente, o fato de o incumbente poder competir com as firmas entrantes no segmento potencialmente competitivo propicia um risco de o incumbente estabelecer um preço de acesso que dificulta a entrada adicional neste segmento.²² A análise é feita com base em dois modelos teóricos: *Efficient Component Pricing Rule*, ECPR, e modelo de Ramsey.

Efficient Component Pricing Rule. Inicialmente esse método foi proposto por Robert Willing (1979) e denominado *Efficient Component Pricing Rule*, ECPR ou *Baumol-Willing rule* ou *Parity Pricing Principal*.²³ Esse modelo apresenta uma solução para o preço de acesso no caso dos preços finais fixos, deixando assim de interferir na eficiência alocativa. O foco do modelo é a recuperação de custos e a eficiência produtiva. O resultado desse modelo mostra que quando os produtos finais são homogêneos ($p_1=p_2=p$) e o mercado é contestável²⁴ o valor ótimo da tarifa de acesso deve ser menor ou igual ao custo direto do fornecimento do serviço, acrescido do custo de oportunidade de fornecer o acesso, em que o custo de oportunidade é a redução nos lucros do incumbente causada pela provisão do acesso.

Para a introdução do ECPR no cálculo da tarifa de uso das redes de distribuição, consideramos um setor em que os custos marginais do incumbente, para as atividades de distribuição e comercialização, são c_0 e c_1 , respectivamente, além do preço final do produto igual a p_1 e seu custo fixo igual a F . O custo marginal de comercialização do entrante é c_2 e o preço final de seu produto é p_2 . A tarifa de acesso que o entrante deve pagar ao

22 Em situação limite, o incumbente pode inibir o acesso por meio dos preços muito elevados.

23 A regra foi introduzida originalmente por Willing (1979) e Baumol (1983). Mais recentemente, tem sido explorada por Baumol e Sidak (1994). Para uma visão crítica, ver Kahn e Taylor (1994), Economides e White (1995), e a resposta por Baumol et alii. (1997).

24 O mercado é contestável quando existe a entrada livre de firmas e não existe nenhum custo irrecuperável, de forma que as firmas têm oportunidade de entrar e sair.

incumbente pelo uso da rede é igual a a . Segundo esse modelo, a tarifa de acesso ótima de uso da rede deve ser iguala:

$$a = c_0 + (p_1 - c_0 - c_1) = p_1 - c_1$$

Onde o $(p_1 - c_0 - c_1)$ é o custo de oportunidade do incumbente. Depois de simplificar a equação, nota-se que a tarifa de acesso é igual ao custo de oportunidade do incumbente no segmento competitivo.

O custo total do entrante é dado pela soma da tarifa de uso da rede, a , e os custos no segmento potencialmente competitivo c_2 . Pela lógica do mercado competitivo, o entrante deve praticar o preço menor ou igual ao preço do incumbente, além de cobrir seus custos:

$$p_1 \geq a + c_2 \quad (= p_2)$$

Dessa forma, a entrada ocorrerá somente quando o entrante apresentar maior eficiência produtiva no segmento competitivo: $c_2 \leq c_1$.²⁵

No modelo desenvolvido por Armstrong, Doyle & Vickers (1996), os autores incorporaram as variações de algumas hipóteses, como número de entrantes, possibilidade de diferenciação do produto, as proporções variáveis da combinação dos insumos e a possibilidade de *bypass*, no modelo de cálculo da tarifa de acesso. No caso do setor de gás natural, os insumos são combinados em proporções fixas, isto é, o entrante precisa de uma unidade de acesso fornecida pelo incumbente para cada unidade de produto final produzido pela mesma. Além disso, pelo regime regulatório adotado no segmento da distribuição, não há a possibilidade de *bypass* ou de duplicação da rede pelo entrante no médio e longo prazo.²⁶ Uma eventual massificação de uso de gás natural comprimido (GNC) pode ser vista como a possibilidade de *bypass*. Porém, nas condições do mercado competitivo de precificação de gás natural o GNC deve responder pela fatia modesta do mercado desse energético.

25 No caso de gás natural, por exemplo, se a tarifa final do incumbente (P_1) é igual a R\$1,2/m³ e seus custos marginais de distribuição e comercialização são iguais a R\$ 0,3/m³ e R\$ 0,2/m³, respectivamente, o custo de oportunidade é calculado em R\$ 0,7/m³. Uma tarifa de acesso ótima seria igual a R\$ 1,0. Então, caso o entrante for menos eficiente, com custo de R\$ $(0,2+\Delta)$ /m³, a sua tarifa final será de R\$ $(1,2+\Delta)$ /m³, inibindo a sua entrada por motivos de ineficiência.

26 Quando pela legislação for permitida a duplicação da rede, a determinação da tarifa de acesso torna-se mais complexa. A tarifa de acesso deve ser baixa o suficiente para evitar o *bypass*, porém deve ser alta o suficiente para evitar a entrada de firmas ineficientes. Uma solução para este problema é o desconto na tarifa de acesso dado para aqueles consumidores que mais facilmente podem efetuar o *bypass*. Em contrapartida, a tarifa de acesso deve ser alta para os demais consumidores, de forma a evitar a entrada ineficiente. Contudo, os problemas de distribuição e alocação aparecem quando o acesso é definido dessa maneira.

Críticas ao ECPR. Pelo ECPR as tarifas do incumbente definem o preço de acesso ao entrante. ECPR não é um método baseado nos custos e não gera nenhum mecanismo que force os preços a atender à regra marginal.²⁷ A própria neutralidade da receita do incumbente é criticada: se o incumbente havia ganhado um prêmio de monopólio, a sua renda é preservada pelo ECPR também na presença de entrantes. Segundo Baumol & Sidak (1994), no caso em que o incumbente tem o poder de mercado, o uso do ECPR pode inibir a introdução da competição no mercado final. Porém, a observação não é apropriada, porque o ECPR, originalmente, assume que são estabelecidos preços finais ótimos. O problema aparece quando o incumbente cobra os preços de monopólio no produto final. Dessa forma, a adoção do ECPR não será eficiente no mercado cuja característica é o expressivo poder de mercado do incumbente. As firmas eficientes deixarão de entrar no mercado porque a tarifa de acesso será mais elevada do que em nível eficiente, devido ao fato de que o custo de oportunidade, embutido na tarifa de acesso, inclui as rendas de monopólio do incumbente. Economides & White (1995) analisaram o uso do ECPR para o cálculo da tarifa de acesso quando o preço do produto final do incumbente está acima de custos marginais. O resultado do trabalho mostra que a aplicação do ECPR excluirá firmas rivais ineficientes. Contudo, a participação dessas firmas no mercado pode aumentar o bem-estar social, uma vez que uma redução nos preços é benéfica aos consumidores finais, por ser superior à perda da eficiência produtiva decorrente das entradas menos eficientes.

Em relação às premissas do modelo teórico, Laffont & Tirole (2000) levantam que as hipóteses dessa metodologia são difíceis de serem verificadas empiricamente. A teoria dos mercados contestáveis, à base do ECPR, assume que os agentes (entrante e incumbente), possuem funções de custo e de demanda idênticas no segmento competitivo.²⁸ Como já mencionamos, a ausência das barreiras à entrada e de poder de mercado são outros aspectos que fogem à realidade.

O trabalho de Sidak e Spulber (1997) defende uma adaptação de ECPR. A idéia é de um ECPR “determinado pelo mercado” (M-ECPR). A diferença principal entre ECPR e M-ECPR aparece quando o entrante consegue oferecer o produto final por um preço mais

²⁷ Laffont & Tirole (2000).

²⁸ A demanda pelo produto do incumbente pode-se mostrar menos elástica do que a demanda do entrante, devido, por exemplo, à sua melhor reputação. Assim, o incumbente pode praticar o preço maior que o do entrante, sem a perda dos seus consumidores.

baixo que o incumbente. Segundo o M-ECPR o preço de acesso é definido pela diferença entre o preço final do entrante e o custo marginal no segmento competitivo: $a = p_2 - c_1$. Se o preço original do incumbente foi estabelecido em nível elevado, o M-ECPR reduz parte da distorção inicial. Nesse aspecto, o M-ECPR corrige, em parte, a desvantagem do ECPR de não induzir competição no mercado final, quando o incumbente aprecia extra-rendas. Porém, a maior parte das críticas feitas para ECPR aplica-se também ao M-ECPR.

Os preços de Ramsey. O modelo geral pressupõe a existência do regulador benevolente²⁹ bastante familiar, com a estrutura de custo dos agentes, como também com seus níveis de esforços direcionados à minimização de seus custos. Esse regulador fixa todos os preços para maximizar a soma de bem-estar do consumidor e os lucros da indústria, sujeito a uma restrição orçamentária do incumbente (situação *Second Best*).³⁰ Nessa situação, o preço ótimo de acesso deve minimizar as distorções da tarifação pelo custo marginal e garantir que os custos fixos sejam cobertos.

O preço de acesso ótimo é definido com os preços finais. Todo consumidor participa na recuperação de custos fixos. Com o objetivo de reduzir as distorções, os consumidores, que não são sensíveis ao preço, são requeridos a contribuir mais para tal recuperação. Como resultado, *mark ups* acima de custos marginais são mais elevados em segmentos de elasticidade-preço de demanda mais baixa. A regra de Ramsey coloca ênfase em interdependências entre mercados. A intuição ao resultado é a seguinte: supondo-se que os clientes da firma concorrente tenham uma elasticidade-preço de demanda mais baixa, então podem ser taxados a um preço maior. Parte desse preço é transferida ao incumbente por um preço de acesso elevado. Então, caso a demanda dos usuários não seja sensível ao preço, o incumbente pode cobrir uma parte maior de seus custos fixos naquele segmento pelo preço de acesso mais elevado, permitindo, desse modo, reduções de preço em segmentos de sensibilidade maior às alterações do preço. Isso corresponde à eficiência alocativa porque permite a outros preços serem reduzidos, sem violar a restrição orçamentária do incumbente. Se os consumidores do produto do incumbente são sensíveis ao preço, o preço final que deve ser cobrado é mais baixo, de forma que seu consumo não será distorcido.

29 O termo regulador benevolente significa que existe um agente econômico, cujo objetivo é equilibrar o interesse das várias partes envolvidas, firmas e consumidores, sem favorecer ninguém, em particular.

30 Para obter uma análise mais rigorosa, veja Armstrong et alii (1996) e Laffont & Tirole (1994 e 1996)

Além disso, quanto maior for a restrição orçamentária do incumbente, mais elevada será a tarifa de acesso.³¹

Na prática, muitos reguladores não permitem o uso dos preços do Ramsey devido à possibilidade indesejável de o incumbente incorrer a práticas anticompetitivas. Desde que o regulador possa assegurar que o poder de mercado não seja abusivo (por exemplo, por estabelecer os preços de acesso excessivos que inibem a entrada), a teoria econômica indica os preços distintos sempre que elasticidades de demanda variarem.

Em suma, é importante entender que num setor verticalizado o acesso é avaliado acima do custo marginal porque os déficits são socialmente custosos e os preços funcionam como um imposto usado para arrecadar dinheiro que reembolsa o déficit. O preço é particularmente alto quando não distorce demais a distribuição no mercado final (a elasticidade dos clientes do concorrente é baixa) ou quando o equilíbrio orçamentário é severo.

Críticas ao modelo de Ramsey. Uma situação complexa aparece quando, por motivos quaisquer, as tarifas não estão de acordo com os custos e um grupo de consumidores subsidia outro. Essa situação, no processo de liberalização, pode levar a um *cream skimming* que exacerba o déficit de acesso do incumbente porque os entrantes tentarão servir somente aos usuários mais atraentes em termos de margem. Suponhamos que um incumbente regulado que não pôde mudar seus preços por causa de restrições políticas e que participe em dois segmentos: um com extra-renda que exatamente compensa as perdas em outro segmento. A diferença entre o preço e o custo no mercado mais lucrativo pode ser explorada por um entrante que no limite pode ser também menos ineficiente. Se a entrada acontece e o incumbente não tem permissão para mudar os preços no segmento subsidiado, o incumbente possivelmente deve falir. Por outro lado, se o incumbente estava explorando algum poder de mercado excessivo que não era suficientemente regulado, a entrada seria benéfica, pois diminui os preços. Se isso for aceitável para rebalancear as tarifas, o déficit pode desaparecer.

Além disso, o modelo de Ramsey exige muitas informações para ser implementado. O regulador deve conhecer o custo da firma regulada e também as elasticidades de demanda dos usuários finais. Uma vez que esta informação está à disposição para a firma

31 Uma apresentação mais formal dos preços ótimos de Ramsey pode ser encontrada em Laffont & Tirole (1999)

regulada, surge o problema da informação assimétrica entre o regulador e as firmas reguladas. Por outro lado, visto que o mercado informal utiliza os preços de Ramsey, uma solução possível é permitir maior flexibilidade aos agentes por meio, por exemplo, do mecanismo de limite máximo.

As considerações de equidade dificilmente podem ser aplicadas aos preços de Ramsey. Como dito anteriormente, segundo o modelo de Ramsey, um consumidor deve subsidiar o outro segundo suas elasticidades. Enquanto os preços de Ramsey são conceitualmente atraentes, nem sempre são implementados com facilidade por causa de restrições políticas ou legais. Em alguns países a discriminação de preços entre diferentes segmentos de mercado é proibida de acordo com a legislação antitruste que garante preços não discriminatórios.³² Muitos setores de infra-estrutura oferecem serviços que são vitais: um bom exemplo é o de fornecimento de água. De acordo com o modelo de Ramsey devem ser estabelecidos preços elevados, algo claramente inaceitável para indivíduos de baixa renda.

Em seguida, faremos a comparação dos resultados obtidos a partir dos modelos previamente discutidos.

A comparação entre modelo de Ramsey e o ECPR. A fórmula de Ramsey e o ECPR mostram que os preços de acesso devem ser maiores do que o custo marginal de se prover o acesso. Sobre as condições gerais, a regra de Ramsey pode ser escrita como $a > p - c_1$. O preço de acesso ótimo é mais alto que no modelo ECPR e permite manter o equilíbrio econômico-financeiro da firma estabelecida enquanto reduz os preços finais. A diferença entre duas equações é a presença do termo de Ramsey. O ECPR parece estar baseado nos custos e não exige o conhecimento de elasticidades de demanda. Contudo, o ambiente do mercado contestável em que o ECPR é analisado assume que, no momento da entrada, a elasticidade da demanda do concorrente é infinita, de forma que o termo de Ramsey desapareça. As condições sobre as quais o modelo de Ramsey e o ECPR oferecem o

³² Descontos de quantidade também podem acontecer no apreçamento dos produtos finais. Por um lado, descontos de quantidade promovem a eficiência alocativa porque clientes podem selecionar a partir de um menu mais amplo de tarifas. Por outro lado, podem ser usados pelo incumbente para escolher categorias de usuários com preço alto com um intuito predatório que danifica novos concorrentes. Um equilíbrio entre estas duas tensões opostas foi adotado no setor de telecomunicações, do Reino Unido, onde o regulador decidiu que descontos de quantidade são uma resposta legítima do incumbente em ambientes mais competitivos, mas não são contados no cálculo do índice de price cap.

mesmo resultado são raramente encontradas na prática. Este caso exige custos iguais para o incumbente e para a firma entrante, além de superelasticidades da demanda iguais, isto é, bens finais perfeitamente substituíveis.³³

Assimetria de informação: o regulador não observa totalmente a estrutura de custo. Nas seções anteriores, a análise concentrou-se nos impactos do apreçamento de acesso no consumo e no orçamento do incumbente. Os modelos apresentados, ECPR e de Ramsey, foram desenvolvidos sob informação perfeita e simétrica, em que o regulador tem a capacidade de observar corretamente todos os custos dos agentes. No entanto, o problema da informação assimétrica apresenta uma grande relevância à definição da estrutura tarifária de acesso às redes de distribuição.

A seguir, apresentamos como os problemas de risco moral e seleção adversa afetam o preço de acesso.

A seleção adversa surge quando uma (ou mais de uma) das partes envolvidas têm informações privadas relevantes que podem ser exploradas. A informação assimétrica é o resultado do melhor conhecimento pela firma regulada acerca das tecnologias empregadas, das dificuldades de implementação e de seus custos. Conseqüentemente, quando o regulador for escolher a firma para prestação do serviço, as informações à sua disposição sobre a tecnologia da firma serão menores do que as disponíveis na própria firma e o problema de seleção adversa manifesta-se. Assim, a seleção adversa refere-se aos problemas de oportunismo pré-contratual.

Já o risco moral é uma forma de oportunismo pós-contratual da firma que surge por não ser possível observar perfeitamente as suas ações que têm como conseqüências o baixo desempenho da mesma em relação à redução de custos e eficiência.

Assim, no caso de a agência ser incapaz de monitorar o esforço da firma para reduzir seus custos, a literatura de regulação destaca a existência de um *trade-off* entre provisão de incentivos de reduzir custos e aumentar a eficiência e extração de renda.³⁴ Em síntese, o esforço é mais bem induzido pelos contratos de preço fixo fazendo com que as firmas se esforcem para reduzir custos e obter ganhos de eficiência na forma de extra-renda. Por

33 Valletti & Estache (1998)

34 Laffont & Tirole (2000)

outro lado, os contratos baseados nos custos permitem uma extração melhor das extras-rendas.

O tipo de contrato que deve ser aplicado varia de acordo com a forma da informação assimétrica presente em cada caso específico. Em geral, na ausência da seleção adversa, o contrato com preço fixo pode ser escolhido. O preço estabelecido no contrato deve garantir uma remuneração adequada à firma e, ao mesmo tempo, incentivar a redução dos custos retirando o problema do risco moral. Isso é viável uma vez que a tecnologia de produção é conhecida. Na presença do problema da seleção adversa, porém sem o risco moral, o regulador deve escolher um contrato pelo custo do serviço, já que o regulador desconhece a função de produção da firma. Quando o setor é caracterizado pela presença da seleção adversa e do risco moral, a escolha entre provisão dos incentivos e a extração de renda torna-se mais complexa.

Indústria em expansão: é necessário um grande investimento . Frequentemente o problema de acesso está relacionado à necessidade de desenhar os preços de acesso de forma a criar uma sinalização ao incumbente e aos entrantes em relação às decisões de investimento. O incumbente enfrenta dois tipos de situações: na primeira, seus investimentos feitos antes da liberalização ainda não estão totalmente amortizados no momento da liberalização e os preços de acesso devem ser desenhados de forma a refletir a discrepância de financiamento. O problema surge, de fato, quando o incumbente investiu no passado com a aprovação do regulador supondo que todos os custos seriam recuperados e a entrada competitiva não estava prevista. Esse é o problema dos custos encalhados. Esses custos devem ser divididos entre os clientes e concorrentes do incumbente, que precisam do acesso a sua infra-estrutura. No caso de assimetria de informação em relação aos custos dos investimentos, o incumbente pode exagerar seus custos ou incorrer em práticas esbanjadoras. Quando o incumbente tem vantagens em relação à informação, a agência não deve dar a garantia de recuperação de custos. Contudo, uma vez que esses investimentos foram aprovados pelo regulador, não se pode aplicar o argumento de que a firma no mercado competitivo deva assumir todo o risco de seus investimentos. O contrato firmado com o regulador deve garantir a recuperação para todos os custos incorridos. O tamanho do déficit a ser recuperado só pode ser determinado uma vez que as condições estabelecidas no contrato estiverem claramente especificadas.

A segunda situação é mais complicada para o incumbente. Uma vez que os investimentos relevantes são não recuperáveis (*sunk costs*), pode ocorrer oportunismo pós-contratual por parte de competidores que podem se recusar a contribuir ao financiamento do novo investimento, não recebendo o incumbente a remuneração justa. Se isso é antecipado pelo incumbente ou se a infra-estrutura não tem nenhuma outra aplicação (o ativo é específico), o investimento inicial deixa de ser realizado. A isto dá-se o nome de problema de *hold-up*. Esse problema pode ser evitado por meio do preço de acesso definido nas cláusulas contratuais. A necessidade de antecipar o risco de *hold-up* é particularmente importante durante a transição à competição, já que os investimentos do monopolista no passado foram feitos com a convicção de que seriam recuperados sob uma diferente estrutura (mais protecionista) de mercado. Contudo, os contratos críveis de longo prazo melhorariam a situação por meio do esclarecimento dos compromissos feitos por todas as partes envolvidas.

Na presença de um mercado verdadeiramente competitivo, a chance de uma situação de investimento específico diminui uma vez que o investidor pode achar mais de um agente para trabalhar. Conseqüentemente, existe menos espaço ao comportamento oportunista.

Por outro lado, é importante considerar que a decisão de entrada pode ter um custo aos agentes. A fim de avaliar esses custos corretamente, o regulador precisa saber distinguir entre custos não recuperados (isto é, investimentos em infra-estrutura) e outras barreiras à entrada, como custo dos clientes de trocar o fornecedor, publicidade adicional etc. O preço de acesso mais baixo pode ser usado como forma de garantir que o concorrente atinja o equilíbrio econômico-financeiro. Porém, sempre que possível, outros instrumentos devem ser usados. Os subsídios diretos na entrada podem resolver o problema, mas nem sempre são legais. Nesse caso, barreiras à entrada de ineficientes devem ser implementadas. Os concorrentes fazem a avaliação da intensidade e distribuição de risco nos negócios em que estão entrando. Por exemplo, se a demanda for mais baixa que o esperado, é o incumbente que acaba pagando pela capacidade ociosa. Em algumas situações, o incumbente pode diminuir o risco por aplicar as tarifas baseadas na capacidade, como um aluguel de capacidade definido previamente. Quando possível, os contratos que levem em consideração a capacidade podem ser bastante eficazes para mitigar o risco. Dado que as

informações são desigualmente distribuídas entre as partes, sempre quando o mais bem informado assume mais riscos, ganhos de eficiência são esperados.

3.1.2. Características de uma tarifa de acesso (neutralidade da distribuidora quanto ao comercializador)

O novo marco regulatório do setor de distribuição no estado de São Paulo não definiu a metodologia a ser aplicada para a definição da tarifa de acesso. Já no estado do Rio de Janeiro, nos primeiros dez anos o entrante deve compensar a concessionária pela perda dos lucros associados com a entrada de um novo agente.

Como podemos concluir a partir da abordagem do método ECPR, descrito anteriormente, o valor da tarifa ótima de acesso deve ser menor ou igual ao custo direto do fornecimento do serviço, acrescido do custo de oportunidade de fornecer o acesso, em que o custo de oportunidade é a redução nos lucros do incumbente causada pela provisão do acesso. A garantia da entrada eficiente e a consideração de custo de oportunidade, além dos custos diretos, são as contribuições mais importantes, principalmente quando a entrada acontece nos segmentos mais lucrativos de mercado. Uma característica do ECPR enfatizada na literatura é a ausência de impactos sobre o lucro do incumbente (a regra é neutra para a sua receita), porque a entrada não altera o regime da recuperação de seus custos. Assim, os eventuais subsídios cruzados entre o segmento não competitivo e o competitivo podem ser preservados caso o regulador julgue necessário. Além disso, os níveis de investimento do incumbente e da qualidade do acesso prestado à firma entrante também são considerados como pontos positivos do preço de acesso assim definidos.³⁵ Se o regulador escolhe esta regra de acesso, uma regulação dos preços finais do produto deve ser adotada como forma de garantir a ausência de renda de monopólio.

No setor de gás natural existem vários grupos de consumidores: residencial, comercial, industrial, geradores de energia e automotivo. Cada um deles avalia o uso de gás natural de maneira diferente. No caso do apreçamento de Ramsey, o ganho da eficiência alocativa deve acontecer, já que o nível da produção não desvia muito do ótimo porque o maior *mark-up* será aplicado a um grupo com menor elasticidade. Ademais, os preços de

35 Laffont & Tirole (2000).

Ramsey indenizam os problemas de *bypass* e de *cream skimming* por meio da variação da elasticidade da demanda que acontece nesses casos. No caso da distribuição de gás natural, o problema do *cream skimming* é relevante visto que o incumbente possui uma estrutura tarifária em que há subsídios cruzados, tendo um segmento mais lucrativo que o outro; então esse segmento será o alvo das firmas entrantes que visam ganhos maiores. Vale ressaltar que os segmentos de maior atratividade (residencial e comercial) estão sujeitos ao monopólio durante todo o prazo de concessão, que reduz a possibilidade de ocorrência de *cream skimming*.

3.1.3. A importância da tarifa de acesso para a promoção da competição na comercialização de gás

Para implementar a competição, duas questões devem ser solucionadas: (i) o livre acesso às redes de distribuição e (ii) a desverticalização do setor no momento adequado. A desverticalização do setor de gás natural acarreta, como principais vantagens, (i) a redução do incentivo do monopolista em restringir a concorrência em um setor potencialmente competitivo e (ii) a redução da prática de subsídios cruzados, além de (iii) facilitar a regulação, ao reduzir a assimetria de informações.

As principais desvantagens associadas são: (i) a redução das economias de escopo, (ii) o aumento dos custos de transação e (iii) a redução dos incentivos ao investimento em infra-estrutura no primeiro momento, já que o principal investidor é, usualmente, o próprio detentor da rede (produtor/carregador), interessado em disponibilizar gás ao mercado.

Como já destacado, um monopólio verticalmente integrado na distribuição e comercialização pode existir como solução ao problema de incentivos à entrada dos primeiros agentes e como um mecanismo de redução de risco de investimento em desenvolvimento de infra-estrutura. Contudo, esse modelo deve vigorar durante um determinado período e depois deverá ser substituído pelo regime de concorrência nos mercados potencialmente competitivos. A separação das atividades de distribuição e de comercialização do gás natural deve ser feita gradualmente, na medida em que o mercado se desenvolve. Além das vantagens da concorrência em termos da eficiência produtiva e alocativa, pode-se destacar um menor esforço regulatório posterior.

De certa forma, os desenhos dos setores de distribuição já foram feitos a partir da celebração dos contratos de concessão nos dois estados. O desenho dos contratos, mais precisamente o período de exclusividade, define o período de persistência do monopólio no mercado de distribuição e comercialização. No estado de São Paulo a abertura do mercado de gás natural à comercialização terá início em 2011, enquanto no Rio de Janeiro o contrato de concessão permite a entrada de comercializadores já a partir de 2007, em condições bastante favoráveis às concessionárias.

O livre acesso e a definição da tarifa a ser cobrada dos consumidores são assuntos que devem ser considerados, já que a tarifa de acesso tem diversas implicações. Atualmente, no setor de distribuição de gás natural, a concessionária – que também participa no mercado de comercialização de gás e/ou na E&P – controla a rede de distribuição, um recurso fundamental para que os demais agentes sejam capazes de fornecer gás aos consumidores finais. Evidentemente, se a distribuidora pudesse escolher a tarifa de uso a ser cobrada de seus rivais potenciais pelo uso de seus dutos, estabeleceria um valor tão elevado que inibiria a entrada de novas empresas que contestassem o seu mercado. Nesse cenário, a competição nas pontas da cadeia produtiva do setor de gás natural não seria viabilizada. Assim, a regulação da tarifa de acesso às redes de distribuição é necessária e essencial para que haja o livre acesso aos gasodutos e para que possa existir a competição na E&P e na comercialização.

Ao analisar a legislação que abrange a atividade de distribuição podemos concluir, no que tange à abertura de mercado e à definição da tarifa de acesso, que as fontes não são explícitas. Os prazos de exclusividade, definidos claramente nos contratos de concessão, são as únicas diretrizes relacionados à abertura de mercado para comercializadores livres. Assim, dado o arcabouço da teoria de acesso, tentaremos analisar as características da tarifa de gás a ser definida na primeira revisão, e avaliar se a sua formação permite (facilita) abordar o próximo passo da regulação do setor, abertura de mercado e, conseqüentemente, a composição e cálculo da tarifa de acesso.

3.2. Principais pontos de discussão na primeira revisão tarifária da Comgás

3.2.1. Metodologia

Consiste, em primeiro lugar, na análise da aplicação do método de fluxo de caixa descontado à regulação tarifária do setor de distribuição de gás natural, no exemplo da Comgás. Em segundo lugar, na avaliação do processo da definição de base de remuneração, custo de capital, Fator X e margem máxima unitária considerando o preço mínimo dos leilões da privatização. Os lances feitos pelos participantes e os investimentos realizados serão analisados utilizando o método de valor presente líquido da empresa. Este método de análise é amplamente apresentado na literatura de finanças (Damodaran, 1996) e na própria literatura de regulação de serviços públicos (Estache *et alii*, 2003; Burns e Estache, 1998, Engel *et alii*, 1997). O modelo de fluxo de caixa da Comgás foi elaborado pelo regulador, a CSPE, com base na análise dos documentos relativos aos contratos, tais como editais, contratos de concessão, deliberações de órgãos reguladores e a legislação pertinente, além dos dados operacionais e financeiros da Comgás divulgados no Plano de Negócios da companhia.

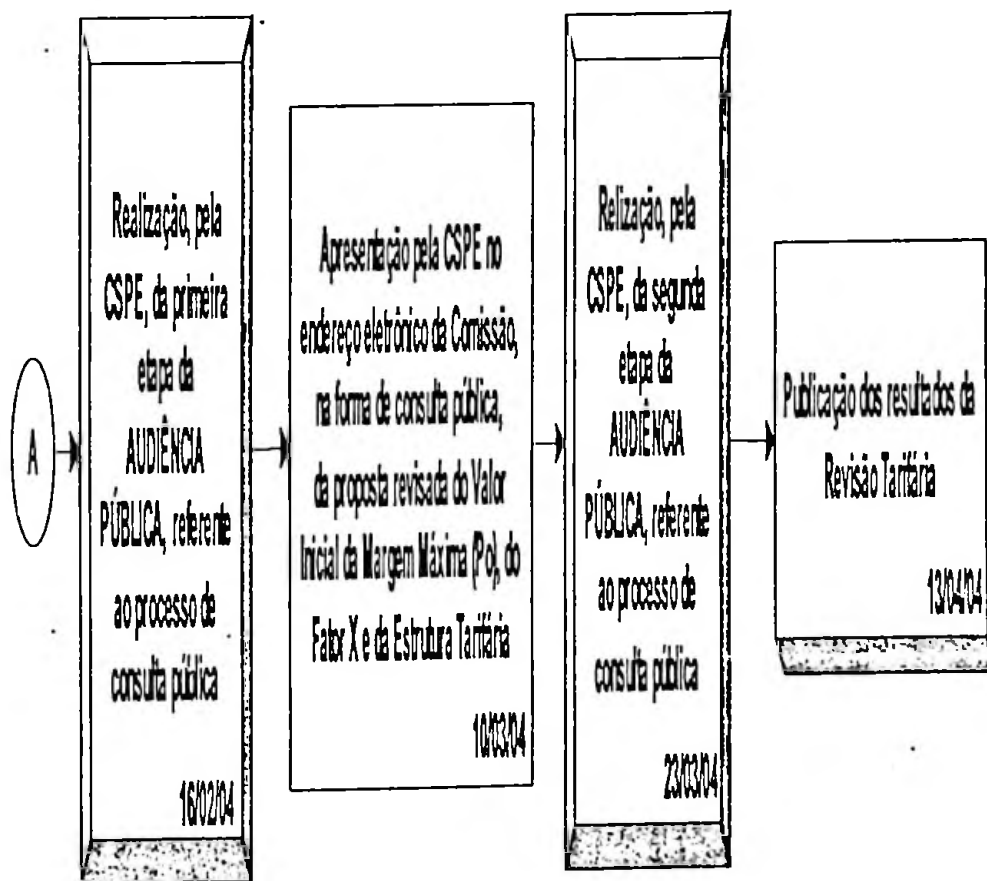
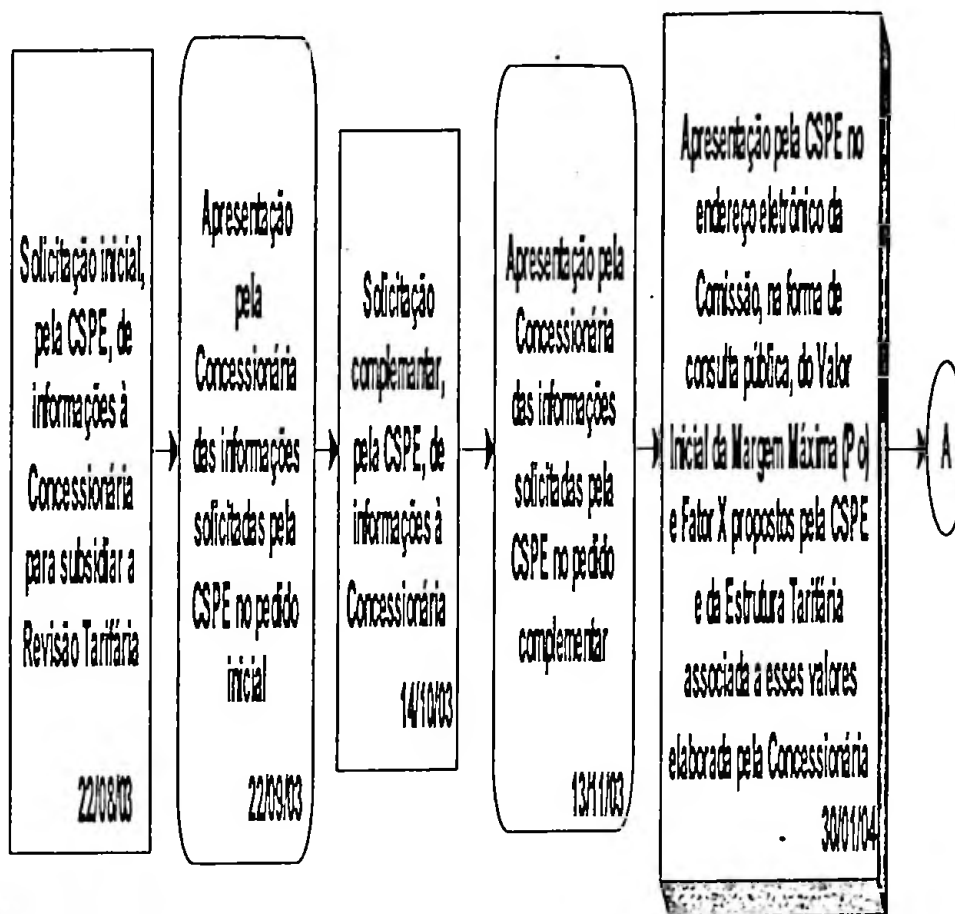
Destaca-se que as revisões tarifárias visam a manutenção de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e a modicidade das tarifas pagas pelos consumidores. O conceito de equilíbrio econômico-financeiro não está explícito na legislação; assim, será utilizado como referência o próprio processo de privatização com os critérios econômico-financeiros adotados na avaliação das concessões, tanto pelos agentes como pelo regulador. Definimos que a concessionária está em equilíbrio econômico-financeiro de longo prazo sempre que o valor presente líquido da empresa for igual ao valor da empresa previamente acordado. Estache (2003) define a tarifa de equilíbrio como aquela que propicia o valor presente líquido de investimentos ou operações igual a zero, isto é, a tarifa deve igualar taxa interna de retorno e custo de capital da empresa. Ademais, a definição das tarifas deve considerar, também, as condições que garantem o equilíbrio econômico das concessionárias no curto prazo, que podem ser descritas como uma situação em que as receitas das concessionárias são suficientes para cobrir as despesas operacionais da companhia, incluindo pagamento de juros e amortização de capital de terceiros, dado que os efeitos de um eventual *default* têm altos custos sociais.

As etapas do processo da primeira revisão tarifária foram definidas na Nota Técnica 1 (vide quadro 3.1). A CSPE apresentou no endereço eletrônico www.cspe.sp.gov.br, na forma das consultas públicas com respectivas Notas Técnicas, todo o processo da definição do Valor Inicial da Margem Máxima (Po), do Fator X e da estrutura tarifária.

As decisões da CSPE levaram em consideração as informações obtidas no processo, as estimativas das atualizações monetárias sobre os parâmetros de Po. O processo se finalizou com a publicação dos resultados da revisão tarifária pela Comissão e da Tabela de Tarifas considerando os ajustes decorrentes da atualização monetária em abril de 2004.

ETAPAS DO PROCESSO DE REVISÃO

Fonte: CSPE



3.2.2. Metodologia aplicada na revisão tarifária para cálculo de margem máxima inicial (Po)³⁶

No caso da Comgás, mediante a avaliação das informações incluídas no Plano de Negócios, a CSPE determinou os valores do volume físico das vendas por categoria e total do mercado (Vt), dos custos operacionais (OPEX), outras despesas e impostos (ODESP) e de investimentos (CAPEX) a serem considerados em cada ano do próximo ciclo tarifário. Além disso, a Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao início e ao final do ciclo, ajustada pela depreciação, e o custo de capital determinado pela CSPE são os considerados para a determinação do parâmetro Po. A abordagem escolhida para definir Po é o método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

O FCD permite quantificar a gestão econômica da Concessionária, durante o ciclo tarifário, através do valor presente líquido (VPL) das receitas e despesas. O cálculo do Po foi feito considerando as estimativas dos seguintes parâmetros:

- As projeções para o ciclo tarifário de despesas operacionais e CAPEX;
- O valor da BRR Líquida ao início do ciclo tarifário (BRRLi);
- O valor da BRRL ao fim do ciclo tarifário (BRRLf), que é definido como o valor desse parâmetro ao início do ciclo mais os investimentos líquidos (deduzidas as depreciações) realizados no ciclo;
- O valor da taxa de retorno sobre o capital investido no ciclo tarifário (rwacc) definido pela CSPE.

O montante do fluxo de caixa de cada ano “t” do ciclo tarifário (AFC(t)) pode ser expresso como:

$$AFC(t) = REC(t) - OPEX(t) - CAPEX(t) - ODESP(t) \quad (a1)$$

Sendo:

REC(t): valor da receita da Comgás pela prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, calculada a partir do valor da Margem Máxima do ano (MM(t), igual ao Po,) e do volume das vendas do ano;

³⁶ Baseado no capítulo 3.6 da versão final da Nota Técnica N° 1, “Metodologia para revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado”.

OPEX(t): o valor dos custos operacionais de prestação do serviço associado ao Plano de Negócios da Comgás aprovado pela CSPE;

CAPEX(t): o valor dos investimentos requeridos para a prestação do serviço, nas condições estabelecidas no Contrato de Concessão, associado ao Plano de Negócios da concessionária aprovado pela CSPE;

ODESP(t): o valor das outras despesas (incluindo impostos, menos IR) do ano t.

Nos termos acima definidos, a equação do FCD pode ser expressa como indicado a seguir:

$$BRRLi - VPL(BRRLf) = VPL(AFC) \quad (a2)$$

Sendo:

VPL(AFC) o valor presente líquido de AFC, descontados à taxa de retorno (rwacc), para esse período, definida pela CSPE na revisão tarifária.

O conceito essencial da equação do FCD é que o Valor Presente Líquido (VPL) da receita é determinado de forma que o valor dos fluxos de caixa anuais (AFC(t)), descontados à taxa de retorno definida para o ciclo tarifário (rwacc), seja igual à variação do valor da BRR durante o ciclo tarifário. Em outras palavras, a receita permitida é calculada de forma a permitir à Concessionária obter um retorno sobre o capital investido igual ao valor regulatório do custo de capital determinado na revisão tarifária.

A equação (a2) permite expressar P_0 como:

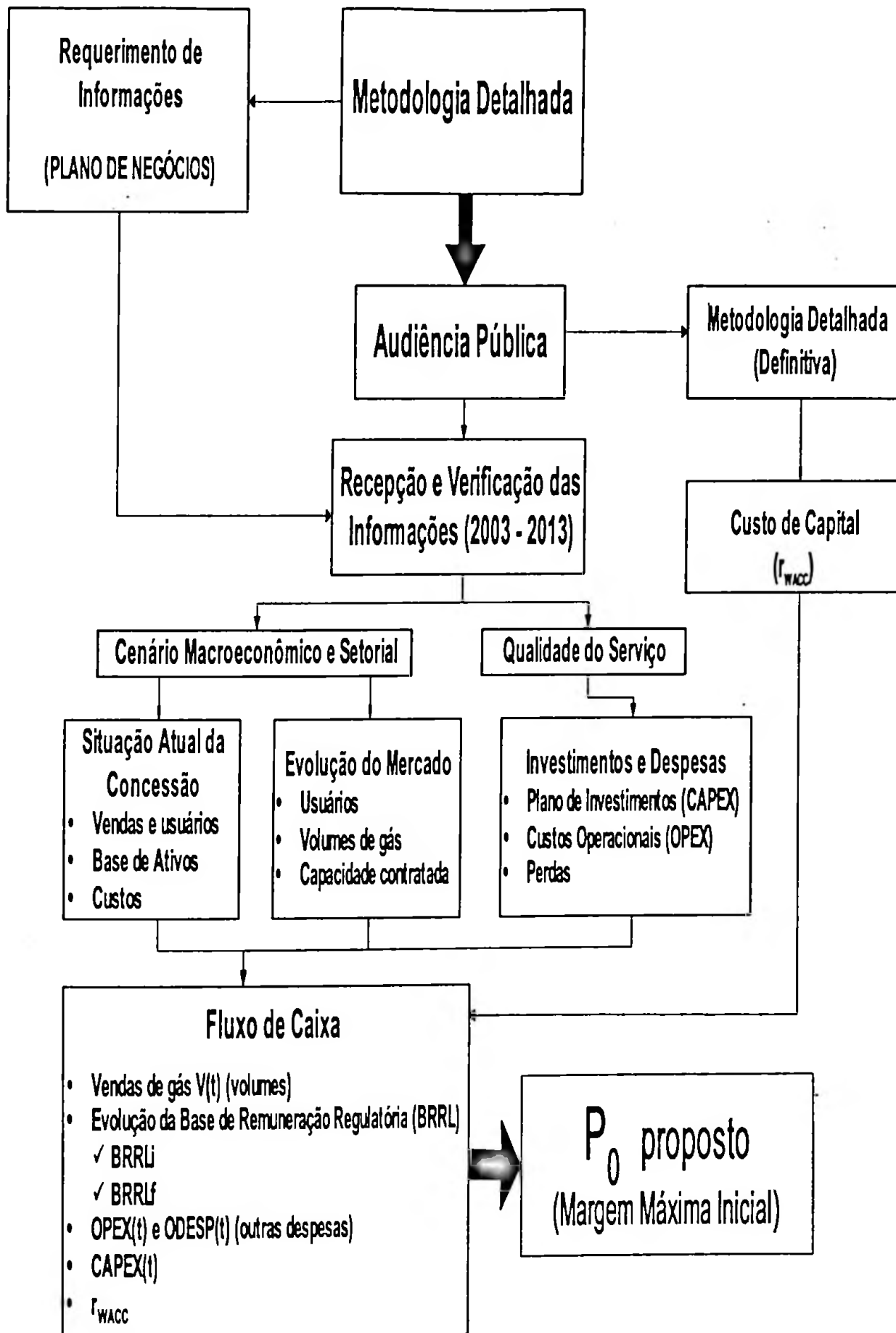
$$P_0 = \frac{BRRLi - \frac{BRRLf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{t=1}^{t=5} \frac{OPEX(t) + CAPEX(t) + ODESP(t)}{(1+r_{wacc})^t}}{\sum_{t=1}^{t=5} \frac{V(t)}{(1+r_{wacc})^t}}$$

Todos os parâmetros da equação têm valores predeterminados. O valor de P_0 é a solução da equação do FCD, que satisfaz a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Essa condição assegura à concessionária um retorno, sobre seus

investimentos, igual ao seu custo de capital, na medida que sua gestão seja pelo menos tão eficiente como definida pelos valores de despesas operacionais, determinados segundo os procedimentos expostos na Nota Técnica Nº 1, “Metodologia para revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado”.

METODOLOGIA – VISÃO GERAL DO PROCESSO

Fonte: CSPE



3.2.3. Análise da definição da Base de Remuneração Regulatória (BRR)

No processo da revisão tarifária, um dos aspectos mais polêmicos foi a definição da base de remuneração. Para avaliar o valor total de capital da empresa ou a base de remuneração existem diversas metodologias com suas respectivas vantagens e desvantagens. A seguir, apresentamos os métodos que poderiam ser aplicados no caso da Comgás, objetivando identificar a metodologia mais adequada do ponto de vista regulatório.

a) O capital total investido na empresa

Segundo essa metodologia, a BRR seria considerada igual ao capital próprio adicionado ao capital de terceiros conforme contabilizado no passivo do balanço da empresa, fazendo frente ao seu ativo imobilizado, capital de giro, etc.

Desvantagens. Esse critério torna possível a inclusão na BRR dos investimentos que não estão ligados às atividades de distribuição e comercialização de gás, garantindo a sua remuneração. Assim, poderiam ocorrer distorções, como por exemplo, a aquisição dos equipamentos desnecessários. Ademais, poderia surgir um incentivo para um investimento excessivo ou pagamento de ágio na privatização, dado que o passivo correspondente seria remunerado.

Solução. Deve se utilizar somente os ativos (passivos) relacionados com a distribuição e comercialização de gás. Os investimentos a serem remunerados devem corresponder a ativos necessários para atividades da empresa e devem ser justificados³⁷ para excluir os problemas mencionados acima.

b) Valor de negociação (*Market Cap*) da empresa

Segundo esse método, a BRR é estimada a partir do valor das ações da empresa negociadas em bolsa. Segundo a Aneel,³⁸ os reguladores de *utilities* determinam o valor inicial do investimento a ser remunerado com base no valor de mercado da concessão,

³⁷ Na teoria de regulação, os investimentos a serem remunerados devem configurar o que é conhecido como investimentos prudentes.

³⁸ Aneel (2002a), pág. 12.

representado pelas cotações médias em bolsa de valores das ações negociadas de empresas recém-privatizadas com alguns ajustes, em função, por exemplo, da volatilidade das ações.

Desvantagens. O valor de mercado das ações depende da expectativa da própria remuneração do capital, criando assim uma interdependência entre essas duas variáveis. Dada a volatilidade do mercado das ações, a estimativa da BRR também varia diariamente. Uma alteração das cotações das ações da empresa se transforma em alteração da base de remuneração e conseqüentemente, pelo método, há mudança das tarifas, o que por sua vez altera a remuneração do capital tornando o processo cíclico. Além disso, o método só pode ser aplicado às empresas negociadas em bolsa, reduzindo seu escopo de aplicação. Na mesma linha, a baixa liquidez de algumas ações do setor de *utilities* pode permitir a manipulação de mercado.

Solução. Seria utilizar o preço por ação pago na privatização da empresa para calcular valor econômico da empresa privatizada.

c) O preço pago no leilão de privatização mais investimentos líquidos posteriores

Segundo essa alternativa, a BRR estima-se como soma do preço total pago na privatização (preço mínimo fixado na avaliação mais o ágio pago no leilão de privatização), corrigido monetariamente, e os investimentos que ocorreram após a privatização deduzindo as baixas regulatórias (depreciação).

Desvantagens. Pode ser incluída na tarifa uma remuneração sobre um ágio relacionado à expectativa, do comprador, de lucros futuros em atividades empresariais não diretamente relacionadas à prestação do serviço público.³⁹ Os compradores podem ter pagado um ágio sobre o preço mínimo com base no valor intangível que perceberam ao adquirir a concessão em uma determinada localidade. Por exemplo, como sinergia nas operações da *holding* dentro de uma mesma região de atuação da concessionária. Outro exemplo é a possibilidade de obtenção de recursos para investimentos a taxas menores que as praticadas pelo mercado.⁴⁰ Além disso, esse método pode incentivar os compradores a

³⁹ No caso dos controladores da Comgás (BG Group e Shell), nota-se uma participação tanto no *upstream* e transporte do setor de gás natural quanto na geração térmica. Assim, no estágio posterior do desenvolvimento de mercado as duas companhias teriam captado sinergias provenientes da verticalização.

⁴⁰ Nota Técnica nº 148/2002 da Aneel.

ofertarem um valor maior do que consideram justo, dada a garantia da sua remuneração resultando em tarifas não módicas.

Solução. Seria considerar o valor mínimo estabelecido no processo da privatização.

d) O preço mínimo fixado para a empresa no leilão de privatização mais os investimentos líquidos posteriores

Segundo essa alternativa, a BRR estima-se como soma do preço mínimo estabelecido na privatização, corrigido monetariamente, e os investimentos que ocorreram após a privatização deduzindo as baixas regulatórias (depreciação).

Desvantagens. O preço mínimo estabelecido pode obedecer a critérios que não guardam relação com princípios regulatórios, mas com as conveniências do regulador. Uma vez que a competência para estabelecer o preço de venda no leilão de privatização não é do regulador, mas do controlador (governo federal, estadual ou municipal), observa-se que o preço mínimo para venda de controle acionário pode não guardar relação com os ativos vinculados à concessão do serviço público e sim ser baseado em perspectivas futuras de caixa com vistas a um maior retorno para os cofres públicos.⁴¹

Solução. Os preços mínimos dos leilões de privatização devem ser baseados em avaliações de consultorias externas independentes e o regulador deve ser representado pela entidade independente. Ademais, a abertura da metodologia de formação de preço mínimo das concessionárias tornaria possível a análise da consistência econômica dos critérios adotados.

e) O valor histórico corrigido monetariamente dos ativos operacionais mais os investimentos líquidos posteriores

Segundo essa metodologia, a BRR é avaliada a partir do valor histórico de aquisição dos ativos operacionais da empresa (já existentes na data da privatização e investimentos realizados desde então), corrigidos monetariamente e deduzida a depreciação.

Desvantagens. Primeiro, pode haver a incoerência do valor histórico do ativo corrigido monetariamente com o preço fixado na privatização. O valor histórico de aquisição dos ativos, mesmo precisamente corrigido, poderia divergir da época da

privatização, em função de alterações no mercado tais como alteração dos valores de bens imobilizados aquém da correção monetária, mudanças tecnológicas que alteram o valor real do ativo na privatização, etc. Além disso, quando há dificuldade de contabilização precisa, como em caso de inflação alta, esse método pode gerar distorções significativas na determinação do valor dos ativos.

Solução. Seria utilizar o valor de reposição dos ativos.

f) O valor de reposição dos ativos

Essa alternativa consiste em considerar o valor atual de reposição dos ativos operacionais da empresa. O método deve resultar em um valor correspondente aos investimentos necessários para constituir a empresa no momento da avaliação. A Aneel considera, dentre as opções por ela analisadas, que “a metodologia do custo de reposição pelo valor de mercado pode ser identificada como a mais consistente – sob a ótica regulatória – para a determinação do valor da base de remuneração da atividade de distribuição de energia elétrica, na medida em que demonstra ser o método mais aderente ao princípio de eficiência econômica”. Para a Aneel, “o método do custo de reposição pelo valor de mercado reflete o investimento efetivamente necessário para a prestação do serviço regulado que deve ser remunerado pelo consumidor. De um lado, consideram-se os ativos dedicados à prestação do serviço regulado e, de outro, não se consideram efeitos do progresso tecnológico – visto que poderiam desestimular investimentos e elevar o custo do capital”.

Desvantagens. Determinado ativo pode ter uma definição de preço de reposição dificultada. Uma das razões é a falta de liquidez como no caso dos ativos específicos ou a necessidade de fazer novas obras em uma realidade diferente, como por exemplo, expandir a rede da Comgás na área metropolitana de São Paulo. Além disso, o método pode não garantir a remuneração do capital efetivamente investido quando o valor atual de mercado de um ativo for diferente do valor no momento da realização do investimento. Assim, a utilização desse método poderia reduzir o incentivo para investimentos em ativos sujeitos a rápidas mudanças tecnológicas e variações de preços.

41 Nota Técnica nº 148/2002 da Aneel.

A seguir, apresentamos a metodologia adotada pela CSPE. Segundo o disposto no item 3.2.4 da Nota Técnica No 1, a CSPE realizou a determinação do valor dos ativos da Comgás na data da privatização, calculado a partir do Valor Econômico Mínimo (VEM). Como pode ser visto no item 2.4.1 da Nota Técnica No 3, o órgão regulador optou pela aplicação do método do preço mínimo fixado para a empresa no leilão de privatização acrescido dos investimentos líquidos posteriores (item d, descrito anteriormente). Então, o VEM, acrescido do montante dos investimentos líquidos até a data da revisão, é o considerado para a determinação do Po.

O valor da BRRL em 31/05/1999 (BRRLpriv), associado ao VEM, é calculado como o quociente entre o VEM e a percentagem de ações transferidas na data da privatização. Para se obter a BRRBpriv deveria ser adicionada a este valor a dívida da empresa na data da privatização, no entanto não se dispõe de registros contábeis da data da privatização da Comgás que permitam obter um valor verificável dessa dívida. As informações contábeis mais antigas correspondem ao Balanço do exercício de 1999. Assim, o critério adotado pela CSPE:

$$\text{BRRBpriv} = [\text{BRRLpriv} \times (\text{BRRBcont31/12/99}/\text{BRRLcont31/12/99})] + \text{Dívida em 31/12/99}$$

onde BRRBcont31/12/99 e BRRLcont31/12/99 correspondem respectivamente à BRR Bruta e Líquida contábil em 31/12/1999.

Para determinar a BRRL associada ao VEM em 04/02004 (BRRL1) a BRRBpriv é ajustada até 04/2004 pela variação do índice IGPM. Foram somados os investimentos de cada ano do período de 2000 até 04/2004, ajustados pela variação média do ano do índice IGPM até 04/2004. Foram deduzidas as baixas regulatórias de cada ano do mesmo período, ajustadas pela variação média do ano do IGPM. Essas baixas regulatórias são calculadas aplicando as taxas médias de vida útil a cada um dos grupos de ativos que compõem a BRRB em 31/12/1999. A BRRL em 04/2004 é determinada considerando os valores contábeis da BRRL e da BRRB em 04/2004 como:

$$\text{BRRL1} = \text{BRRB1} \times (\text{BRRLcont31/03/04} / \text{BRRBcont31/03/04})$$

No parágrafo 3.3.2 é apresentado detalhamento e análise quantitativa do cálculo desse valor.

3.2.4. Custo de Capital

Além dos conceitos apresentados anteriormente, o exercício de cálculo de tarifa de acesso inclui a determinação do custo adequado de capital. Essencialmente, duas situações são consideradas: a situação atual da companhia e a meta, ou situação padrão, elaborada a partir de dados da indústria de distribuição de gás mundial. Conceitualmente, o custo de capital da empresa foi determinado ponderando-se custo de capital próprio e custo da dívida, considerando a atual estrutura de capital da empresa e uma estrutura *benchmark* internacional. O custo de capital é calculado com base na metodologia do *Weight Average Cost of Capital* (WACC) ou custo médio ponderado do capital. A partir do cálculo de custo de capital próprio e o custo da dívida e utilizando uma estrutura de capital predeterminada foi elaborado o WACC da Comgás. Para determinar custo de capital, a metodologia utilizada é a do CAPM – *Capital Asset Pricing Model*. O detalhamento da metodologia consta na Nota Técnica No. 2, “Determinação do Custo de Capital para a Companhia de Gás de São Paulo – Comgás”. A determinação dos parâmetros para cálculo do custo de capital apresentou-se como um dos pontos polêmicos ao longo do processo promovido pela CSPE. A seguir, fizemos uma breve retrospectiva da discussão sobre o assunto.

a) Custo de oportunidade

Segundo o Antonio Sanvicente, professor da Faculdade de Economia e Administração da USP, ao invés de se utilizar os valores históricos, deve ser usado o preço corrente de títulos porque é nele que está implícito o custo de oportunidade do capital.

A CSPE esclareceu que a utilização de valores *spot* invés de médias históricas é um dos elementos de maior discussão e controvérsia nos processos de determinação do custo de capital. A CSPE decidiu utilizar valores médios para a taxa livre de risco levando em conta tanto o caráter *forward looking* do modelo CAPM, como os procedimentos aplicados habitualmente para a utilização dessas informações. Ademais, deve ser utilizado um

procedimento transparente, ou seja, reproduzível em sucessivas revisões tarifárias e estável do ponto de vista temporal. O procedimento deve equilibrar o impacto das variações desse parâmetro (taxa) entre os usuários e a Concessionária.

Não obstante, deve ser levado em consideração que a volatilidade dessa variável pode originar certas distorções. O “risco país” do Brasil tem variado, nos últimos seis meses (período habitual de desenvolvimento de uma revisão tarifária), mais de 1000 pontos básicos, e a taxa livre de risco nos Estados Unidos (EUA) mais de 100 pontos básicos. Por essa razão, e considerando a volatilidade associada aos bônus locais, com a qual se estima o *spread* para determinar o risco país, no caso da versão do CAPM internacionalizado por esse conceito (*country spread model*), na prática se recomenda a utilização de médias. Frente à necessidade de resolver, de forma adequada, essa situação de *trade-off*, a CSPE decidiu pela utilização de valores médios de 5 anos, de modo a estabelecer procedimentos reproduzíveis e estáveis no tempo e evitar oportunismos espúrios, já que, se forem utilizados os valores *spot*, na condição atual dos mercados financeiros internacionais, o custo de capital obtido seria muito inferior ao determinado. Porém, não existe certeza de que essa situação seja representativa da realidade de todo o segundo ciclo tarifário. Se esse não for o caso e o valor da taxa aumentar durante esse ciclo, a consequência mais relevante será que os incentivos aos investimentos e à expansão do serviço serão reduzidos, o que é bastante negativo, além de refletir, na revisão tarifária, os efeitos de situações conjunturais de alta volatilidade.

Um exemplo da inconsistência que pode gerar a utilização de valores *spot* para estas variáveis é o caso da regulação do setor de gás canalizado na Argentina. Na revisão tarifária de 1997, quando a Argentina podia obter as melhores condições de financiamento de toda a década dos anos 90, o Regulador decidiu pela utilização de valores *spot* da taxa. Na segunda revisão de tarifas (interrompida pela crise social e econômica do país), a metodologia definida pelo Regulador considerou a utilização de valores médios históricos, já que a determinação do custo de capital mediante valores *spot* dessas datas teria conduzido a valores não aceitáveis dos pontos de vista social e político. A experiência indica que esse “oportunismo regulatório” deve ser evitado.

Entretanto, a experiência internacional neste assunto é variada. Existem casos de utilização de valores médios e outros de uso de valores correntes. Na América Latina é

predominante o uso de médias históricas. Em alguns casos são utilizadas médias de períodos curtos (regulação da distribuição elétrica no Panamá). Na Colômbia, tanto no setor de gás canalizado quanto no de eletricidade, foram utilizados valores médios de períodos de dois anos.

No Brasil, no antecedente mais próximo (revisão tarifária das Concessionárias de distribuição de energia elétrica), foram utilizadas médias históricas.

No Reino Unido, a experiência é também diversa: há valores *spot* nas revisões dos serviços de água e esgoto, realizadas pelo OFWAT, valores correntes com bandas (baseados no histórico, nas revisões de serviços de eletricidade e gás, realizadas pelo OFGEM) e valores médios (utilizados pela *Monopoly and Merger Commission*).

Na Austrália e na Nova Zelândia, os diferentes reguladores das atividades de eletricidade e gás têm considerado o valor corrente (média dos últimos vinte dias úteis e a média do último ano). Nos EUA, grande parte das *Public Utility Commissions* (PUCs) utilizam a média do último ano de um bônus de longo prazo. A diversidade de opções da realidade reflete o caráter discutível da decisão e a necessidade de fundamentar de forma transparente os critérios considerados na sua adoção.

b) Fator beta

Com o objetivo de obter a maior amostra possível, mas sem perder a comparabilidade, a CSPE decidiu utilizar as informações do mercado dos EUA para a estimação do beta. Na determinação do beta são utilizados os relatórios gerados pelo *Ibbotson Associates*. Trata-se de uma empresa de serviços de informação financeira que estima os “betas” de empresas a partir das mudanças no preço das ações durante os últimos cinco anos no setor de distribuição de gás natural. Ao utilizar somente as empresas do setor de distribuição evita-se perder comparabilidade, mesclando empresas integradas ou pertencentes a diferentes setores. Neste caso são analisadas onze companhias (Agl Resources Inc., Atmos Energy Corp., Cascade Natural Gas Corp., Energy West Inc., Laclede Group Inc., New Jersey Resources, Nicor Inc., Northwest Natural Gas Co., Piedmont Natural Gas Co., South Jersey Industries Inc., Southern Union Co), cuja principal atividade é a distribuição de gás canalizado. O beta utilizado é o resultante para a média das

empresas analisadas; deste modo, evita-se considerar o beta de uma só empresa ou mesmo o da Comgás, através da análise de um grupo, sem perder a comparabilidade.

c) O uso do EMBI+Brasil

De acordo com a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais da Energia (Abrace), apesar de o EMBI ser o indicador de risco soberano de maior aceitação do mercado, sua utilização torna-se inconsistente com o critério de *duration* utilizado pelo regulador para determinar os parâmetros do CAPM. A CSPE respondeu que a utilização do valor considerado no custo de capital aprovado pela ANEEL no marco das revisões tarifárias da distribuição elétrica deu-se pelo seguinte motivo: tal valor constitui um parâmetro independente do setor de atividade sob análise e tem aprovação recente. Assim, considerou-se desnecessário fazer um novo cálculo deste parâmetro. Efetivamente o EMBI+Brasil apresenta uma *duration* levemente inferior ao valor que propõe a CSPE e a ANEEL, como típico de uma empresa regulada de distribuição. A CSPE compartilha o entendimento e o critério da ANEEL de procurar um estimador mais transparente e de maior liquidez implícita para a estimativa do risco soberano, ainda que à custa de perder certa consistência financeira.

d) O risco cambial

De acordo com a Abrace é esperado um elevado prêmio de risco cambial, em virtude da desvalorização ocorrida entre o segundo semestre de 2002 e o primeiro semestre de 2003. No comentário a CSPE afirma que na metodologia proposta define-se a utilização de uma janela temporária de três anos, com o propósito de evitar transferir aos usuários volatilidades conjunturais. De fato, se for observado o valor obtido na estimação realizada para o custo de capital da Comgás (1,84%), conclui-se que o valor não é muito elevado e muito similar ao utilizado pela ANEEL no marco das revisões tarifárias da distribuição elétrica, considerando outro período.

e) Relação Dívida/ *Equity*

Ademais, foi mencionado pelo Abrace que devem ser levadas em consideração as estruturas fiscais do Brasil e dos países usados como referência. De fato, a CSPE

considerou empresas brasileiras na análise de *benchmark*, realizada para a fixação do intervalo de endividamento razoável. É de se esperar que quando se realiza um *benchmark* e se adicionam empresas comparáveis, regionais e internacionais, perde-se algo de comparabilidade, mas a CSPE entende que, ainda reconhecendo esse efeito, o método empregado e a amostra observada otimizam a determinação, assegurando total consistência do ponto de vista regulatório.

3.2.5. Fator X⁴²

Como exposto no item 3.4 da Nota Técnica No 1, o Contrato de Concessão determina que a CSPE deve estabelecer um fator de eficiência (Fator X) para a concessionária, que se manterá fixo para quatro anos subseqüentes (do segundo ao quinto ano do segundo ciclo tarifário), e que levará em consideração a tendência do incremento de sua eficiência operacional ao longo do ciclo. O Fator X no setor de gás canalizado reflete a evolução da eficiência da concessionária no próximo quinquênio. Para calcular a tendência do incremento da eficiência da concessionária, a CSPE considerou: (1) a tendência histórica da eficiência da Comgás; (2) padrões internacionais de eficiência na indústria e índices de produtividade de longo prazo; (3) economias de escala; e (4) comparações com outras concessionárias no Brasil.

Na Audiência Pública foi destacado pela Comgás que a CSPE não propôs na Nota Técnica No 1 uma metodologia que permitisse a clara definição da equação ou a maneira pela qual o Fator X será determinado. Os conceitos basicamente apresentados reproduzem o contrato de concessão que não é uma metodologia para a definição do Fator X.

No entanto, a CSPE realizou uma determinação regulatória da redução das despesas operacionais que pode ser obtida pela empresa, em cada ano do segundo ciclo tarifário, com base na análise do Plano de Negócios aprovado pela CSPE na Revisão Tarifária, e das mudanças tecnológicas e na gestão do serviço de distribuição de gás canalizado que podem ser razoavelmente previstas para o segundo ciclo tarifário. Essa análise permitiu estabelecer

⁴² Uma discussão mais ampla sobre a análise da produtividade pode ser encontrada em contribuição do FGV “Evolução recente da produtividade da Comgás e perspectivas para o ciclo regulatório 2004—2014”.

uma evolução dos efeitos de novas tecnologias e procedimentos de gestão no valor anual das despesas operacionais.

Como expresso na Nota Técnica Nº 1, a condição atual do setor de distribuição de gás canalizado no estado de São Paulo é caracterizada por um desenvolvimento incipiente, estando muito longe de uma situação de maturidade. No próximo ciclo tarifário e também nos subseqüentes, as atividades de expansão dos serviços terão uma importância muito significativa. Nessas condições, a aplicação dos conceitos e enfoques metodológicos associados à determinação do fator de eficiência de um setor que tenha atingido a situação de maturidade não é válida na opinião da CSPE. Pelos mesmos motivos, algumas metodologias amplamente utilizadas em setores maduros (caso típico dos serviços básicos de infra-estrutura por redes no Reino Unido) podem conduzir a distorções muito significativas, se aplicadas nas condições atuais do serviço de distribuição de gás canalizado no estado de São Paulo. É o caso da metodologia da “Produtividade Total dos Fatores”, pela qual são estimados os ganhos futuros de produtividade de gestão da empresa, a partir da análise das séries históricas do Fator Total de Produtividade (*Total Factor Productivity* – TFP). Essa metodologia considera tendências históricas como base para projetar os ganhos futuros de eficiência. Existem dificuldades para o estabelecimento de históricos de fator de produtividade que sejam representativos no futuro, ainda maiores se são considerados períodos com variações significativas nos principais parâmetros da gestão empresarial (*take-over* da empresa, por exemplo, no marco de um processo de privatização) como base para as projeções. A CSPE entende que o único efeito que deve ser considerado na determinação do Fator X é a redução dos custos operacionais (OPEX) que pode ser obtida pela Comgás devido às mudanças tecnológicas e na gestão da distribuição de gás canalizado. A análise é baseada num Plano de Negócios aprovado pela CSPE na Revisão Tarifária. Tal análise permitiu estabelecer uma evolução dos efeitos de novas tecnologias e procedimentos de gestão, no valor anual das despesas operacionais.

a) Determinação regulatória da redução das despesas operacionais⁴³

⁴³ Conforme Nota técnica No 3, pág. 15, 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.

A CSPE avaliou a proposta de despesas operacionais associadas ao Plano de Negócios apresentado pela Comgás. Dessa avaliação o órgão regulador concluiu que os valores de despesas operacionais propostos pela Comgás devem ser reduzidos pela CSPE após uma análise pormenorizada de cada um dos componentes de custo deste item, conforme apresentado no item 3.3.1.

A CSPE espera ainda que mesmo após a redução do montante de despesas operacionais em função dos dados apresentados pela Comgás seja possível incrementar notadamente a eficiência da concessionária nos próximos anos melhorando sua gestão comercial, além de aproveitar as economias decorrentes de um maior volume de vendas e de usuários a serem atendidos.

No item 2.3.3 da Nota Técnica N°5, são apresentados os valores de despesas operacionais ajustados pela CSPE para fins de cálculo do Po. Estes valores, quando referenciados a custo por usuário, mostram que a redução de custos entre o primeiro e o quinto ano deste ciclo é de 6%. Entretanto, a título de referência, a redução de custos por usuário dentro do período quinquenal 1993-98 para o conjunto de oito empresas distribuidoras de gás canalizado na Argentina esteve na ordem de 25%.

Com base nestas considerações, a CSPE acredita ser razoável assumir como critério regulatório para ganhos de eficiência o fato de que os valores de despesas operacionais da Comgás permanecem constantes e iguais ao primeiro ano para cada ano restante do segundo ciclo tarifário. Tal critério representa uma redução adicional de custos operacionais por usuário, entre o primeiro e o quinto ano desse ciclo, da ordem de 22%.

b) Cálculo da redução anual da receita da Comgás associada à redução regulatória das despesas operacionais

A redução regulatória das despesas operacionais, descrita no item 2.7.1 da Nota Técnica No 3 deve estar associada a uma redução na receita anual da Comgás em cada um dos anos 2 a 5 do segundo ciclo tarifário, de modo que a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessão, definida através da fixação do valor do parâmetro Po, seja mantida durante todo esse ciclo.

Como já exposto, a ferramenta regulatória que permite verificar a preservação dessa condição de equilíbrio é a equação do Fluxo de Caixa Descontado. Nessa equação, a receita $R(t)$ da concessionária de cada ano "t" do segundo ciclo tarifário é calculada como:

$$R(t) = MM(t) * V(t)$$

sendo:

MM (t): a Margem Máxima unitária do ano (em R\$/m³);

V(t): o volume das vendas do ano (em m³).

Na equação do FCD são considerados então:

- Os valores dos parâmetros BRRL, CAPEX e depreciações utilizadas para o cálculo do Po;

- OPEX determinado segundo o critério regulatório exposto no item 2.7.1 da Nota Técnica No 3;

- A receita do primeiro ano do segundo ciclo tarifário determinada como:

$$R(1) = P_0 * V(1)$$

- A receita R(t) de cada ano "t" compreendido entre os anos 2 e 5 do segundo ciclo (assumindo que K(t) = 0, ou seja, P(t) = MM(t)) é calculada como:

$$R(t) = P(t-1) * (1-W) * V(t)$$

Dessa forma, a equação do FCD permite determinar o valor do parâmetro "W", que é o redutor (em termos reais) da receita anual da Comgás que permite preservar a condição de equilíbrio econômico-financeiro associada à fixação do valor do Po.

Segundo o estabelecido na SubCláusula 4ª da Cláusula 13ª do Contrato de Concessão, o Fator X deve ser aplicado em cada um dos anos 2 a 5 do ciclo tarifário de modo que:

$$P(t) = P(t-1) * [1 + (VP - X)]$$

Onde:

- VP: variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da Data de Referência Anterior;

Então, o valor do Fator X pode ser obtido a partir do valor do parâmetro "W" com a condição:

$$(1-W) * (1 + VP) = [1 + (VP - X)]$$

Ou seja:

$$X = W * (1 + VP)$$

Por exemplo, para o valor do parâmetro “W” de 0,89% e para a variação do IGPM no período de 12 meses de 10% temos:

$$1 + VP = 1,10$$

$$X = 1,10 \times 0,89 \% = 0,98\%.$$

3.2.6. Fator K

O primeiro ajuste em K ocorre no início do quarto ano do segundo ciclo. Então, no início do nono ano da concessão o K será aplicado pela primeira vez, com objetivo de verificar se as margens reais obtidas se assemelham ou não às margens projetadas para o segundo quinquênio e se o ajuste de margens é necessário. A partir do primeiro ano do terceiro ciclo, o ajuste sempre será feito anualmente pelo fator K. Nas duas primeiras vezes o ajuste pode reduzir ou elevar a margem máxima. Trata-se de um período em que o mercado tem um grau de incerteza elevado e as projeções para mais ou para menos podem levar a algum erro no cálculo da margem. A partir do décimo primeiro ano da concessão, o ajuste será sempre para menos. Admite-se que o mercado estará com uma maturidade e previsibilidade maiores. A fórmula do Fator K está especificada no contrato de concessão e definida como a diferença entre a margem máxima e a margem obtida. Dado que há a ameaça de substitutos energéticos que tornam a política de desconto praticada pela concessionária uma variável muito significativa da definição das variáveis determinantes do fator K, foi sugerido um ajuste anual que pode ser tanto para cima quanto para baixo. Em resposta, a CSPE afirmou que nas subcláusulas da Cláusula 13ª de cada Contrato de Concessão, referentes ao Termo de ajuste K, define-se de forma precisa o método de cálculo desse termo e as demais condições de sua aplicação. Trata-se de conteúdos específicos do Contrato de Concessão firmado entre o Poder Concedente e a concessionária.

3.2.7. Plano de Negócios

O Plano de negócios da Comgás forneceu a base para todas as determinações. A receita requerida que configura a margem máxima é constituída por custos operacionais, remuneração sobre o capital e remuneração do capital investido. A concessionária entregou o seu plano de negócios que informa o valor da base de ativos da empresa; seus planos de investimento físico e financeiro; seus custos e o custo médio ponderado de capital. As informações apresentadas contém a base histórica e as projeções. Todos os custos operacionais, de investimento e outras despesas foram analisados e, para isso, foram desagregados por processo e atividade. Programas de pesquisa e desenvolvimento, treinamento e eficiência energética, segurança na construção, operação e manutenção no sistema de distribuição no uso do sistema de gás canalizado foram incluídos na margem máxima.

3.2.8. Abertura do Mercado

Os documentos elaborados pela CSPE que regem o setor de distribuição de gás não fizeram nenhuma referência à política de preço de acesso a ser aplicada a partir de 2011 no estado de São Paulo.

3.3. Uma avaliação quantitativa da Primeira Revisão

3.3.1. Análise do Plano de Negócios da Comgás

a) Volumes de vendas nos segmentos de atuação

A avaliação do mercado prevista no Plano de Negócios (PN) foi de modo geral considerada adequada pelo órgão regulador no segmento residencial, comercial, GNV, cogeração e termo-geração.⁴⁴ A Comgás tem mais informação para projetar o seu mercado, e possui os incentivos para divulgar as projeções de volume conservadoras, dada a metodologia de cálculo de Po adotada no processo de revisão. Assim, a CSPE considerou

necessária uma avaliação independente de mercado, na qual verificou-se que o mercado industrial poderia ser mais favorável do que o apresentado no PN da Comgás. Para resolver a distorção no mercado industrial, a CSPE adicionou ao volume projetado de vendas um valor em torno de 90 milhões de metros cúbicos a cada ano para o segmento industrial. Apresentamos, a seguir, uma análise dos volumes adotados por segmento de atuação.

Segmento Residencial e Comercial

Como pode ser visto no Anexo I, no Plano de Negócios a Comgás mostrou o crescimento médio de número de clientes no mercado residencial em torno de 5,8% ao ano. Para comparação, o crescimento da população na área de concessão foi de 1,97% no período 1980-1990 e de 1,65% no período 1990-2000.⁴⁵ Se houver o crescimento no consumo *per capita*, a projeção de mercado apresentada para este segmento será considerada excessivamente conservadora pela CSPE. A comissão adotou uma projeção mais otimista aumentando em 10% a demanda da Comgás nesse segmento.

No Plano de Negócios a Comgás mostrou um aumento significativo das taxas de crescimento do setor comercial, com demanda adicional em mercados maduros e nova demanda sendo introduzida em novas áreas de atuação. Inicialmente, a CSPE julgou as estimativas adequadas.⁴⁶ No entanto, a decisão final incluiu a reavaliação das estimativas do mercado em função das perspectivas de desenvolvimento futuro da área de gás, alterando-se proporcionalmente este mercado em cerca de 10%.

Segmento GNV

A projeção apresentada no Plano de Negócios da Comgás foi considerada adequada neste segmento.⁴⁷ A taxa de crescimento médio é de 20,4% ao ano, como pode ser encontrado no Anexo I.

Segmento Industrial e Co-geração

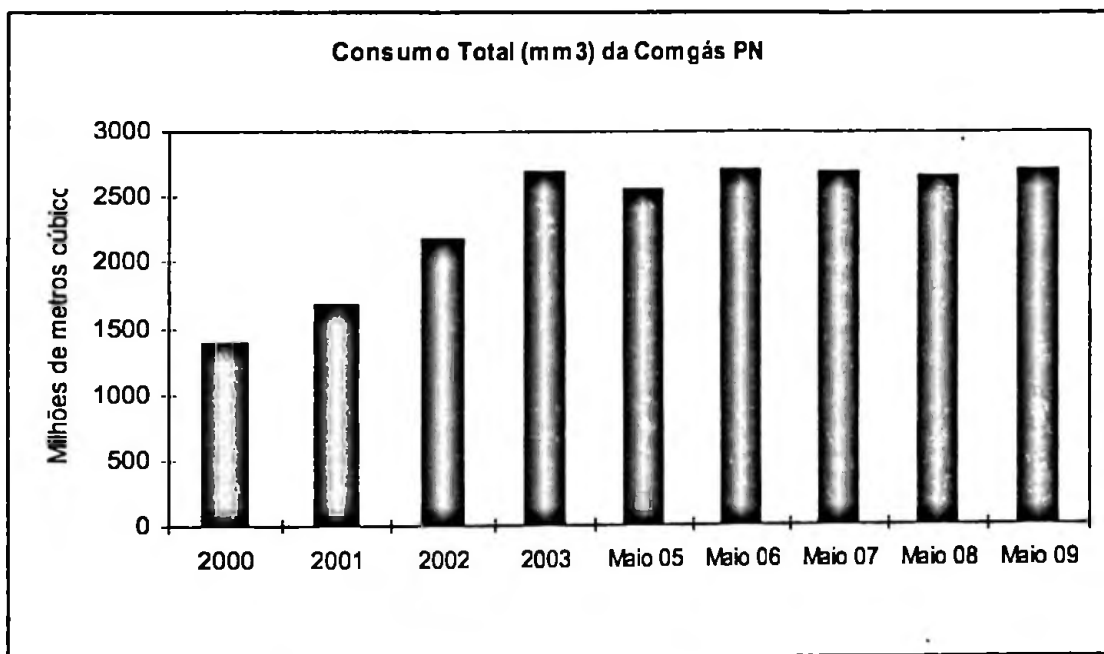
44 Transcrição da Audiência Pública de 16/02/2004: "Comissão de Serviços Públicos de Energia, Audiência Pública – Revisão Tarifária; Comgás – 1ª Etapa", pág. 5. Nota técnica No 3, pág. 6.

45 IBGE, Censo 2000.

46 Transcrição da Audiência Pública de 16/02/2004: "Comissão de Serviços Públicos de Energia, Audiência Pública – Revisão Tarifária; Comgás – 1ª Etapa", pág. 5.; Nota técnica No 3, pág. 67.

47 Transcrição da Audiência Pública de 16/02/2004: "Comissão de Serviços Públicos de Energia, Audiência Pública – Revisão Tarifária; Comgás – 1ª Etapa", pág. 5.

A CSPE considerou que a previsão de crescimento da demanda total de gás adotada pela Comgás para o segundo ciclo é conservadora no segmento industrial. Como pode ser visto no Anexo II, as taxas de crescimento tornam-se negativas a partir do terceiro ano do segundo ciclo. Levando em consideração o número de clientes, a Comgás apresentou a redução de consumo por cliente já a partir de junho de 2005. Na Nota técnica No 3, pág. 6, a Comissão destaca que “isto é observado não somente com relação às taxas históricas de crescimento, como também com relação a previsões de outras instituições, como a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), sobre a performance desse segmento em um futuro imediato”. Desta forma, a CSPE decidiu fazer alguns ajustes nas estimativas da concessionária. Principalmente, a CSPE destacou que os dados apresentados pela Comgás em seu Plano de Negócios, relativos ao segmento industrial, demonstram inconsistência, argumentando que o dado projetado para o primeiro ano do próximo período tarifário é inferior àquele realizado no último ano.



Nos “Comentários sobre a Nota Técnica CSPE N.3” a Comgás explicou que conforme o Plano de Negócios, no segmento industrial os volumes projetados para o segundo ciclo tarifário não contemplam alguns clientes que no passado foram alocados nesse segmento, mas que em razão de apresentar potencial de se tornar co-geradores, foram

alocados no Plano de Negócios do segmento de co-geração. Seus volumes estão apresentados na tabela abaixo:⁴⁸

Volume de vendas transferidos de segmento industrial para co-geração					
	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
MM m3/ano	404,0	540,0	669,0	821,0	1031,0

Assim, como podemos observar na tabela abaixo, o ajuste feito nos segmentos industrial e co-geração transformou a queda dos volumes em crescimento no segmento industrial. Já os volumes apresentados na “Síntese do Plano de Negócios da Comgás” de janeiro 2004 são menores quando comparados aos volumes dos clientes potenciais de se tomar co-geradores (vide tabelas abaixo).

Projeção de volume de vendas no segmento industrial pós-ajuste

	junho04/maio05	junho05/maio06	Junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Consumo Total (mm3)	2950,8	3243,1	3361,9	3485,5	3739,9
Crescimento		9,9%	3,7%	3,7%	7,3%

Projeção de volume de vendas no segmento co-geração pós-ajuste

	junho04/maio05	junho05/maio06	Junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Consumo Total (mm3)	-5,2	-22,6	-87,3	-230,2	-441,8

Além disso, a Comgás destacou que o crescimento das vendas deve se desacelerar no segundo ciclo dado que os novos projetos contemplados no plano de negócio têm como características principais grandes extensões com volumes menores em relação ao primeiro ciclo. Como exemplo, a companhia destacou os seguintes investimentos:⁴⁹

- Araras Leme: 61 km de rede com volume anualizado de 35 milhões de m³ por ano
- Tambaú: 20 km de rede com volume inferior a 12 milhões de m³ por ano
- Itupeva-Cabreúva: 42 km de rede com volume de 24 milhões de m³ por ano
- Caieiras-Cajamar: 53 km de rede com volume de 39 milhões de m³ por ano

Para comparação, projetos do primeiro ciclo conectaram clientes âncoras que, isoladamente, possuem volumes superiores à totalidade dos volumes dos projetos descritos acima.

⁴⁸ “Comentário a Nota Técnica CSPE N.3”, Comgás, fevereiro 2004, pág. 49.

⁴⁹ “Comentário a Nota Técnica CSPE N.3”, Comgás, fevereiro 2004, pág. 51.

No entanto, mesmo após considerar a mudança de alguns consumidores para o segmento de co-geração e a redução no consumo de alguns grandes consumidores, o cenário de crescimento no consumo do setor industrial foi considerado pessimista pelo órgão regulador.⁵⁰ Na opinião do regulador, os volumes apresentados para este segmento no Plano de Negócios da Comgás não se mostram compatíveis com os investimentos associados a este segmento. Os trabalhos de campo desenvolvidos pela CSPE indicaram que há possibilidade de crescimento do mercado nas regiões maduras e nas regiões recentemente conectadas. A extrapolação dos dados das amostras pesquisadas indica que há potencial para consumo adicional de cerca de 5% nas regiões maduras e da ordem de 16% em regiões recentemente atendidas.⁵¹

Além disso, contribuições recebidas no processo de consulta pública mostraram as estimativas de volumes por parte da indústria. Tais estimativas confirmaram a inconsistência das previsões da Comgás, em particular na consideração dos efeitos quantitativos de uma eventual redução de consumos industriais por migração de usuários ao segmento de co-geração.⁵² No Anexo II apresentam-se os volumes aprovados pela CSPE para os segmentos industrial e co-geração.

Demanda Total

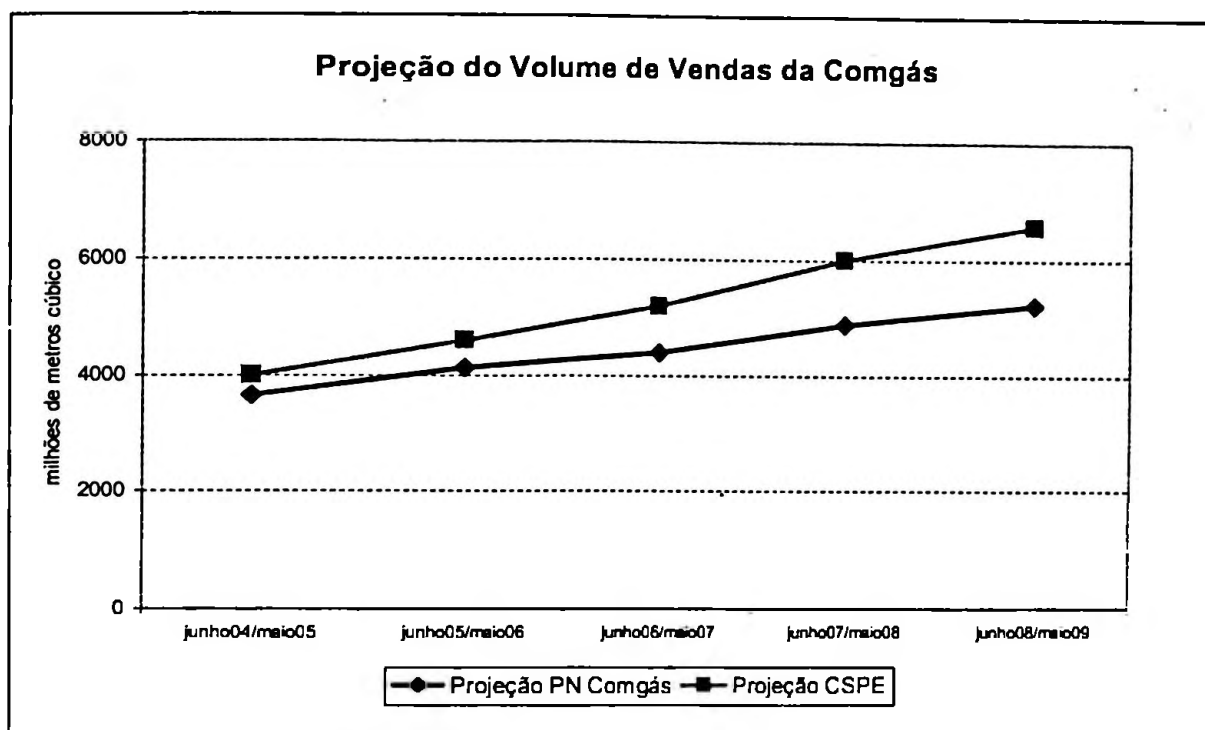
A CSPE considerou que a previsão de crescimento da demanda total de gás adotado pela Comgás é conservadora em relação ao mercado industrial, residencial e comercial. A projeção foi considerada pessimista, “não somente em relação ao histórico de crescimento do mercado, [...] mas também com relação a previsões realizadas por outras instituições”.¹⁰ Portanto, considerou-se que o crescimento da demanda deve ser incrementado no segundo ciclo tarifário. Segundo a Nota Técnica No 4, com base nas estimativas da Comgás constantes da página 49 dos “Comentários sobre a Nota Técnica CSPE No 3”, a CSPE aceitou a correção dos volumes propostos pela companhia para o segmento de co-geração no segundo ciclo tarifário. Dado o ajuste feito para o segmento de co-geração, a CSPE julgou justa uma redução nas projeções dos volumes do segmento industrial como

50 Nota Técnica No 3, pág. 68.

51 Idem

52 Nota Técnica No 4, pág. 4.

apresentado no Anexo II. Considerando todas as mudanças que foram elaboradas pela CSPE, a curva da projeção do volume total deslocou-se para cima, como pode ser visto no gráfico abaixo:



b) Investimentos

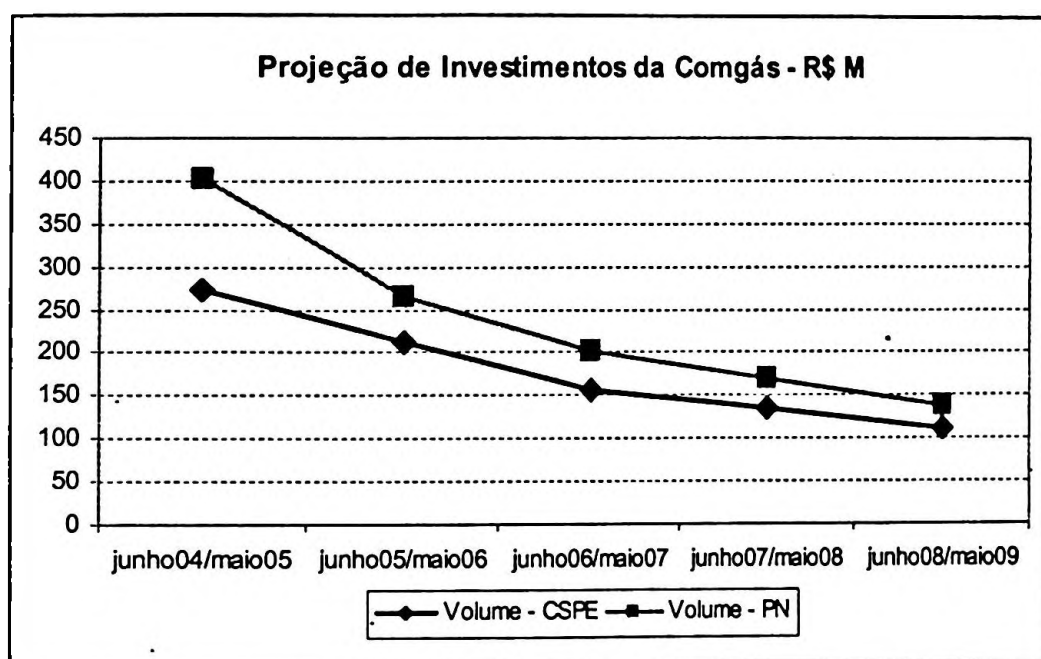
A análise realizada pela CSPE do plano de investimentos da Comgás levou em conta:

- Investimentos de rede projetados para cada ano no plano de negócios: obras de expansão e obras de suporte de operações;
- Investimentos em ativos não específicos considerando a sua finalidade e custos projetados;
- Investimentos diferidos. A parcela correspondente aos valores de financiamento ou obras nas instalações dos usuários não foi considerada pela CSPE para a determinação do P_o .

A avaliação dos investimentos realizada pela CSPE levou em conta os preços históricos da própria concessionária, os preços do mercado brasileiro e de outros mercados, obtidos junto a empreiteiros, fornecedores de materiais e obras realizadas por outras concessionárias de distribuição de gás canalizado, além de preços unitários de investimentos projetados, apresentados pela própria Comgás nos planos quinquenais que

são submetidos anualmente à CSPE, onde são apresentados os detalhamentos e projeções para os próximos cinco anos. 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.

Como pode ser visto no Anexo III, os investimentos da Comgás receberam alguns ajustes por parte da CSPE por não coincidirem os valores unitários aceitos pela CSPE e aqueles apresentados pela companhia.



c) Montante e classificação das despesas operacionais

Segundo o exposto no capítulo 3 da Nota Técnica No 1, a CSPE realizou a avaliação das informações contidas no plano de negócios apresentado pela Comgás no marco do processo de Revisão Tarifária (Portarias CSPE N° 246 e 258), com vistas a definir os valores regulatórios das despesas operacionais.

Dentro da análise das despesas operacionais projetadas no PN, a CSPE levou em conta as despesas históricas da Comgás, em particular do exercício de 2002, e a comparação com outras empresas de distribuição de gás canalizado.

A CSPE verificou gastos excessivos em alguns itens, assim como a inclusão de gastos que não devem ser transferidos às tarifas como custos operacionais.⁵³ Os itens que foram reavaliados são:

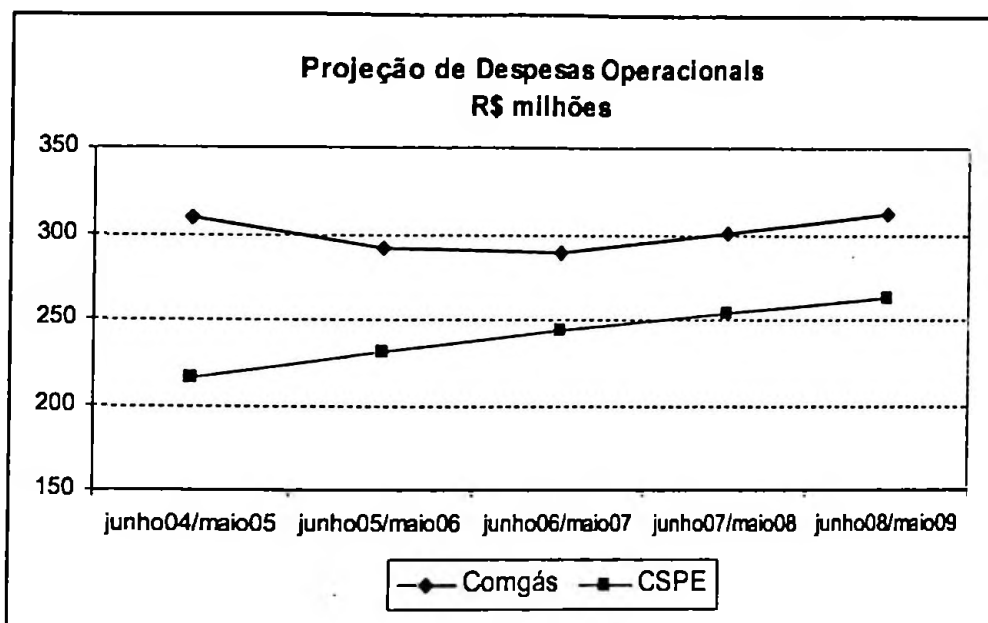
- despesas com contratos de aquisição e transporte de gás, mais especificamente o que se refere à garantia especial de retirada (GER) de gás de R\$54 milhões. Este montante é classificado como risco intrínseco do negócio.
- provisão para devedores duvidosos (PDD) de R\$13 milhões.
- redução dos montantes previstos para a renovação de redes de ferro fundido, e serviços de manutenção, construção de redes de distribuição de gás e *secondes*¹² em R\$40 milhões.

Assim, para o primeiro ano do segundo ciclo tarifário (2004/2005), do montante de R\$309 milhões proposto pela companhia foram subtraídos R\$106 milhões.

Para os demais anos do segundo ciclo a CSPE considerou os montantes propostos pela Comgás, subtraindo-se os valores atribuídos para GER e PDD para os respectivos anos. Foi aplicado um coeficiente redutor (0,836) obtido através da relação entre o montante das despesas operacionais definidas pela CSPE para o primeiro ano (R\$204 milhões) e o montante das despesas operacionais propostas pela Comgás líquidas de GER e PDD para o primeiro ano (R\$244 milhões).

Os montantes das despesas operacionais resultantes para cada ano do segundo ciclo tarifário que foram considerados no cálculo da Po estão apresentados no Anexo IV e no gráfico abaixo:

⁵³ Nota Técnica No 3, pág. 4.



No Anexo I da Nota técnica No 3 (páginas 15 a 21), a CSPE apresentou uma abertura dos componentes das despesas operacionais. Estamos reproduzindo os itens dentro da estrutura das despesas operacionais sugerida pela concessionária no Anexo IV. O valor que inclui despesas com pessoal, serviços e outros operacionais corresponde às despesas operacionais propriamente ditas. Dado que não temos a abertura igual à da CSPE, não foi possível comprovar que a composição das despesas é em geral similar à estrutura das despesas apresentadas em 2002.

As despesas de pessoal são similares às de 2002 para o primeiro ano e apresentam um crescimento constante para os demais anos do segundo ciclo. A CSPE julgou essas despesas compatíveis com a projeção para a quantidade de pessoal divulgado pela Comgás no seu plano de negócios.

As despesas altas associadas com a contratação de serviços confirmam que a empresa manterá um alto grau de contratação de serviços de terceiros no segundo ciclo tarifário. Os montantes no item “Outros” apresentam valores similares aos realizados em 2002, entretanto com um grau de abertura de seus componentes insuficiente para a sua análise detalhada.

O item “Perdas” é projetado pela concessionária como 2,32% das vendas (percentagem mantida constante durante todo o ciclo tarifário), valorado a preços médios

de aquisição do gás. Esse valor das perdas é sensivelmente menor que o de 1999, e corresponde ao total composto por erros de medição, vazamentos, purgas, etc.⁵⁴

3.3.2. Definição das principais variáveis quantitativas

a) Base de Remuneração e Custo de Capital

Na privatização da Comgás, o consórcio formado pela BG e Shell desembolsou um total de R\$1,652 milhões que corresponde ao ágio de 119% sobre o valor econômico mínimo (VEM) estabelecido na privatização. O conceito de ágio na aquisição representa o pagamento feito pelo comprador em antecipação aos benefícios econômicos futuros decorrentes de ativos líquidos não registrados ou não registráveis no balanço. Exemplos típicos são os valores das marcas, que indubitavelmente podem contribuir para a geração futura de caixa, qualidade da carteira de clientes, distribuição ou características subjetivas dos ativos físicos, etc. No caso das distribuidoras, alguns exemplos podem ser: características dos consumidores e sua demanda futura, densidade da rede, características geográficas e meteorológicas da região, etc.⁵⁵ No caso específico da Comgás, a sua aquisição contribuiu para a integração vertical dos negócios dos compradores. As participações dos controladores da Comgás na cadeia de gás natural são expostas na tabela abaixo:

54 Nota Técnica No 3, pág. 21.

55 Ramos, Vlamir Almeida. "A Base de Remuneração Tarifária das Empresas Distribuidoras Privadas de Energia Elétrica". Porto Alegre, 24 de junho de 2002, pág. 11.

Empresa	BG	Shell
Atividades	E&P; transporte; armazenamento e distribuição de petróleo e gás natural; comercialização de GNL; geração de energia elétrica	E&P e distribuição de petróleo e gás natural; fabricação e distribuição de lubrificantes; geração de energia elétrica; estudos de fontes renováveis; indústria química
Participações no Brasil	TBG; Gasoduto Cruz del Sur; Comgás; Blocos Licitados	TBG, Gasocidente, Comgás, Blocos Licitados, UTEs
Parceiros no Brasil	Enron, Gaspetro, Shell, El Paso, Petrobras, Chevron, YPF, Petroserv, Pan American, Petrounguai	BG, Enron, Gaspetro, TotalFinaElf, El Paso, Petrobras, Entreprise Oil, Transredes, ESSO, Mobil, Petrogal, BP, British Borneo
Area Geográfica de Atuação	Inglatera, Argentina, Bélgica, Bolívia, Brasil, Cazaquistão, Egito, Filipinas, Índia, Itália, Malásia, Rússia, Singapura, Tailândia, Tunísia, Trinidad e Tobago	Oriente Médio, Europa, África do Sul, Argentina, Brasil, Bolívia, Canadá, China, Colômbia, Equador, EUA, Índia, Japão, Malásia, Peru, Rússia, outros.

A discussão sobre a definição da BRR apresentada anteriormente destacou várias possibilidades de cálculo da mesma. Mostramos que valor pago pela concessionária no leilão é um método que gera a maior renda de monopólio visto que inclui o benefício fiscal proveniente de ágio gerado. A tabela no Anexo V mostra o cálculo do valor pago pela concessionária, líquido do benefício fiscal gerado na operação da incorporação da Integral Holdings S.A. pela Comgás realizada em 26 de junho de 2000.⁵⁶ Assim, podemos considerar que o consórcio vencedor avaliou a participação de 53% em R\$1.374 milhões e não em R\$ 1.652 milhões. Vale destacar que CSPE foi mais conservadora e considerou o valor mínimo estabelecido no leilão para o cálculo da BRR.

Conforme definido na metodologia da CSPE, com base no item 3.2.4 da Nota Técnica No 1, o valor dos ativos da Comgás levou em conta o VEM estabelecido pelo governo do estado de São Paulo na época da privatização da Comgás. A partir desse valor foram adicionados os novos ativos, as baixas existentes e as depreciações colocadas. Na fixação desses valores foi calculado o valor da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) em abril de 2004, equivalente a R\$ 3,583 bilhões.

Dada a metodologia adotada na revisão tarifária, o órgão regulador considera que o preço mínimo de leilão representa 53% do valor justo da companhia naquele período.

Destacamos dois problemas principais em relação à utilização do preço mínimo como base de remuneração. Primeiro, o vendedor não conhece plenamente o valor do bem colocado à venda. Segundo, podem existir incentivos de estabelecer como preço mínimo (ainda que os ativos estejam previamente avaliados) um valor que permite atingir objetivos específicos do regulador. Além disso, o leilão é um mecanismo de extração de informações dispersas entre compradores potenciais que por sua vez escolhem entre uma variedade de estratégias existentes para vencer o leilão e minimizar seu desembolso.⁵⁷ No entanto, caso a base de remuneração inclua o ágio pago no leilão, os potenciais compradores podem colocar um prêmio sobre seus valores da reserva. Como resultado, o consumidor paga as tarifas maiores. Assim, existem situações em que tanto o VEM estabelecido quanto os lances dos compradores podem não refletir o valor presente líquido dos fluxos de caixa futuros.

Outro ponto importante é o preço por ação pago no leilão da privatização. A lógica econômica indica que o preço mínimo estabelecido para uma quantidade de ações que propiciam o controle deve incluir um prêmio de controle. Caso isso de fato aconteça, acreditamos ser imprudente do ponto de vista do regulador remunerar esse investimento através de tarifas. No caso da Comgás, foi feita uma aquisição de 52,68% do capital total que corresponde a 11.982.280 ações. O preço mínimo estabelecido foi de R\$119,3 por mil ações, que se compara com uma média de três meses anteriores ao leilão de R\$49,3 por mil ações. Assim, podemos tirar duas conclusões: o preço da ação naquele momento sofria grande desconto ou/e o preço estipulado incluía um substancial prêmio de controle. O desconto atribuído pelo mercado pode ser explicado por diversos motivos: baixa liquidez do papel, transparência limitada dos resultados financeiros da companhia e/ou perspectivas desfavoráveis em relação à conjuntura do setor de gás natural. Assim, *post factum* existe a dificuldade de atribuir a diferença para um dos resultados. Dado o tamanho do ágio pago pelo consórcio vencedor, o prêmio de controle na sua percepção é significativamente maior do que foi estipulado pelo vendedor. Em resumo, o critério de modicidade tarifária justifica

56 Fato Relevante publicado pela Comgás no dia 9/06/2000.

57 Para uma análise detalhada das estratégias de compradores e vendedor, ver: McAfee, R. P., McMillan, Auctions and biddings. *Journal of Economic Literature*, v. 25, p. 699-738, June 1987; Menezes, Flávio Marques. Leilões de privatização: uma análise de equilíbrio. *Revista Brasileira de Economia*, v. 47, n. 3, p. 317-348, 1993; Milgrom, P. R., Weber, R.J. A theory of auctions and competitive bidding. *Econometrica*, v. 50, p. 1.089-1.122, Sep. 1982.

a decisão de considerar o preço mínimo pago no leilão na revisão tarifária como um valor máximo a ser atribuído para o cálculo da base de ativos sujeito a remuneração.

O valor da BRRL em 31/05/1999 (BRRLpriv), associado ao VEM, é calculado como o quociente entre o VEM e a percentagem de ações transferidas na data da privatização (53%). Foi adicionada a este valor a dívida da empresa na data da privatização. No entanto, não se dispõe de registros contábeis da data da privatização da companhia que permitam obter um número verificável referente à dívida. As informações contábeis disponíveis mais antigas correspondem ao exercício de 1999. Como solução, definiu-se um critério regulatório para determinar a BRRL em 30/06/2003 considerando o valor BRRLpriv, que reflete o efeito do VEM, como valor da BRRL contábil na data da privatização pela CSPE descrito em 3.2.2.

Na determinação da BRR, todos os montantes referem-se a abril de 2004, data colocada como referência para todos os valores apresentados pela concessionária e todas as análises feitas pela CSPE. As etapas do cálculo da BRRL foram reconstruídas e apresentadas no Anexo V.

b) Margem máxima unitária

O cálculo da Po foi elaborado considerando as variáveis já definidas anteriormente como despesas operacionais, investimentos e depreciações e volume físico de vendas. A base utilizada é a metodologia de fluxo de caixa descontado. O modelo foi construído de tal forma que a margem de distribuição não depende do custo de aquisição de gás. O último ano do quinquênio sob análise inclui o valor do ativo da companhia de R\$2.747 milhões que pode ser interpretado como o valor da perpetuidade da geração de caixa da companhia.

Reproduzimos o modelo de fluxo de caixa da companhia e chegamos a um resultado semelhante ao apresentado pela CSPE. O resultado do exercício encontra-se no Anexo VI. Vale notar que a fácil reprodução dos resultados obtidos pelo regulador representa a transparência do processo.⁵⁸ Quando colocamos o valor de ativos (capital de giro + ativo fixo líquido que é igual à dívida bruta e patrimônio) pelo registro contábil de 31 de

⁵⁸ Para uma discussão sobre papel da transparência no processo revisório ver Anuatti et alii, 2004.

dezembro de 2003 atualizados monetariamente, chegamos a um valor de R\$1.694 milhões, inferior ao calculado.

No entanto, uma concessão de distribuição de gás após o quinto ano do segundo ciclo tarifário ainda pode ser avaliada como valor de seus fluxos de caixa anuais nos anos seguintes até o final do prazo de concessão. Fizemos esse cálculo assumindo a manutenção de margem nos próximos anos com a taxa de desconto aprovada pela CSPE chegamos a um valor de R\$3.105 milhões.

Segundo a metodologia adotada, quanto maior o valor residual dos ativos de distribuição no último ano do ciclo (abril de 2009), menor deverá ser a margem da distribuição durante o segundo ciclo. Dessa forma, podemos concluir que a Comgás estaria em equilíbrio de longo prazo mesmo com as margens menores do que as estimadas pelo órgão regulador. O problema aparece quando se trata de equilíbrio de curto prazo. Nas condições de equilíbrio de longo prazo a concessionária não seria solvente no curto e médio prazos (2005-2009). Assim, acreditamos que a metodologia adotada consegue manter o equilíbrio de curto prazo com possibilidade de extrair a renda de monopólio no próximo ciclo, quando o mercado de gás deverá apresentar as condições do mercado mais maduro.

O cálculo do custo de capital da empresa consta da metodologia apresentada, no qual se verifica que o capital próprio, com todos os critérios estabelecidos, teria uma remuneração de 16,49%, com peso de 60% no total. A parte de endividamento, já abatidas todas as taxas de IR, chega a 9,42%. Aplicando o critério de 60% e 40% chega-se a 13,66% ou a um valor líquido de 11,76% no custo de capital real em moeda local, descontados os impostos. O custo do capital em termos reais não se mostra inadequado, ficando próximo das taxas praticadas no mercado. A discussão aprofundada sobre os componentes do custo de capital está além do escopo desse trabalho e pode se encontrar na Nota Técnica No 2 e nas Considerações da CSPE sobre as Contribuições e Exposições (da Audiência Pública CSPE No 003/2003) de outubro de 2003.

3.3.3. Considerações sobre as rendas de monopólio da empresa estabelecida

Dada a diferença detectada entre valor contábil estimado e valor da soma dos fluxos de caixa da concessionária, a manutenção da tarifa estabelecida para o segundo ciclo no decorrer dos anos posteriores propicia uma renda de monopólio à Comgás. O contrato de

concessão prevê os mecanismos que permitem fazer ajustes nas tarifas da companhia possibilitando a sua aproximação ao que seria o valor das tarifas no mercado com a presença da competição, isto é, eliminação de *mark up* no preço.

Analisando a estrutura do mercado de gás natural no Brasil, chegamos à conclusão de que o monopólio da distribuidora é limitado pelo fato de haver substituição de gás natural por produtos como óleo combustível no segmento industrial, diesel e álcool no segmento veicular e gás liquefeito de petróleo (GLP ou gás de cozinha) no segmento residencial e comercial. Esse fato diminui o grau de monopólio, porém não elimina os riscos de comportamento oportunista da Comgás na abertura de mercado em 2011.

Conclusão

O presente estudo avalia métodos e técnicas empregados na definição do preço de acesso, conforme proposto na literatura econômica. O estudo parte da seguinte premissa: a regulação da distribuição de gás é um processo contratual de longo prazo que objetiva garantir a continuidade na prestação dos serviços de qualidade adequada e promover a concorrência nos segmentos potencialmente competitivos em benefício dos consumidores, preservando o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. O necessário equilíbrio entre a busca de concorrência e manutenção de qualidade e quantidade de prestação do serviço de distribuição só poderá ser exercido se o regulador dispuser de critérios analíticos que possibilitem avaliar os efeitos da regulação sobre as decisões dos agentes regulados.

Diante do processo regulatório, a metodologia empregada na regulação de acesso deve ser transparente, coerente e consistente com os objetivos da regulação.

O histórico recente da atuação do órgão regulador do estado de São Paulo, precisamente a primeira revisão tarifária da Comgás, apresentou um processo transparente. A transparência foi garantida pela existência e cumprimento de ritos formais com abertura ao público do processo regulatório. Neste caso, foi oferecida às partes interessadas e aos agentes independentes a possibilidade de participar no processo decisório do regulador através das três audiências públicas promovidas pela CSPE. Expresso na forma da metodologia de cálculo da margem máxima, o resultado conceitual da revisão foi apresentado na Nota Técnica Nº 1 e mostrou preocupação com a em explicitar o modelo, procurando identificar claramente os parâmetros e os cálculos efetuados. Ademais, quando

adotamos como atributo da transparência o critério de reprodutibilidade dos resultados no processo de revisão tarifária da Comgás, concluímos que a transparência foi alcançada. Ao longo do trabalho, após identificação de todos os procedimentos, dados de entrada, parâmetros de cálculo e hipóteses de trabalho adotadas, foi possível reproduzir os resultados quantitativos divulgados pelo órgão regulador.

No que tange à coerência do processo, os métodos empregados em revisão tarifária são compatíveis entre si. A metodologia é fundamentada na teoria de finanças, com foco no método de fluxo de caixa descontado e teoria de valor presente líquido. Então, dada a clara definição de conceitos, acreditamos que os métodos empregados e as regras regulatórias possam ser mantidos ao longo da vida do contrato, atendendo assim a condição de consistência.

O processo regulatório que satisfaz as características colocadas anteriormente minimiza o risco regulatório. No entanto, vimos que os interesses dos participantes do processo regulatório são antagônicos. Muito embora no marco regulatório vigente as obrigações e direitos dos participantes estejam claramente definidos no sistema legal e nos próprios contratos, chegamos à conclusão de que isso em si não garante a existência de uma regulação que facilite o desenvolvimento dos interesses de ambas as partes nas próximas etapas. Assim, um aspecto importante da próxima etapa de regulação, que é a abertura da rede para acesso aos terceiros, é a adoção de critérios técnicos que estabeleçam o entendimento preciso dos conceitos amplos de livre acesso mencionados nos contratos de concessão.

A regulação do setor acontece no ambiente em que a participação do gás natural na matriz energética brasileira é relativamente modesta, quando comparado com países desenvolvidos, e o mercado de gás natural não pode ser considerado maduro. Nesta fase de desenvolvimento do mercado o livre acesso às redes de distribuição é visto como um limitador aos investimentos em gasodutos. Então, para estimular a entrada dos primeiros agentes privados, o regulador decidiu assegurar a exclusividade na comercialização no decorrer dos primeiros anos, estabelecida nos contratos de concessão das distribuidoras dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo.

Assim, se por um lado o livre acesso é condição fundamental para ampliar a concorrência na comercialização do gás, diminuindo o poder de mercado das

concessionárias, por outro pode constituir-se em fonte de desestímulo à construção de novos dutos. Isso porque, caso as normas de livre acesso não garantam uma remuneração suficientemente alta para a concessionária, de forma a permitir que o mesmo amortize o custo da construção, não haverá a ampliação da rede de distribuição do gás. No entanto, se o custo do transporte for muito elevado, pode encarecer demais o insumo desestimulando seu consumo diante da oferta de energéticos alternativos.

Compreendemos que a estrutura do mercado de gás natural apresenta um incentivo para a verticalização entre os diversos elos de sua cadeia: produção, transporte, distribuição e comercialização.⁵⁹ O alto grau de verticalização verificado no setor do gás pode ser um fator de entrave no seu desenvolvimento futuro e deve ser considerado quando se trata da definição de preço de acesso aos gasodutos.

No estado de São Paulo ainda não houve acesso à rede de gasodutos claramente estabelecido, com definição de uma tarifa de acesso eficiente. A regulamentação prevê livre acesso após o prazo de exclusividade a qualquer interessado no uso dos dutos de distribuição (existentes ou a serem construídos) mediante remuneração adequadamente definida à distribuidora. A CSPE tem como atribuição a definição das tarifas de utilização dos gasodutos entre a concessionária e as empresas que desejem transportar o produto por essas instalações. A seguir mostramos as conclusões da aplicação da teoria econômica para a definição de tarifas de acesso às redes de distribuição no caso específico da concessionária Comgás. A escolha da Comgás deve-se ao fato de que a CSPE nesse momento está realizando a primeira revisão tarifária da companhia e dá bastante transparência ao processo, permitindo a análise de vários aspectos das metodologias existentes sugeridas na literatura sobre definição de preço de acesso.

1. Em primeiro lugar, precisamos definir os agentes que poderiam estar interessados em demandar o acesso aos dutos de gás natural. Os potenciais entrantes são os agentes que possuem os ativos em algum ponto da cadeia de gás como os produtores de gás, consumidores de gás e os agentes especializados na

⁵⁹ O exemplo da Comgás mostra a presença das empresas controladoras, BG e Shell, na exploração das reservas da Bacia de Santos e da Bolívia, no controle de gasodutos e termoeletricas. No caso da Ceg e Ceg Rio, a Petrobras está presente tanto no controle das distribuidoras quanto em toda a cadeia de gás natural. Este fato explica em parte o prêmio pago no leilão de privatização das distribuidoras.

comercialização do produto. Os controladores da Comgás competem com os potenciais entrantes no segmento competitivo da exploração de gás natural. Isso propiciaria um risco, caso a Comgás pudesse estabelecer um preço de acesso que dificultasse a entrada neste segmento dos demais agentes, garantindo assim para seus controladores maior volume de produção de gás natural, já que seus concorrentes estão sujeitos aos gargalos da infra-estrutura de distribuição.

2. O método denominado *Efficient Component Pricing Rule (ECPR)* apresenta uma solução para o preço de acesso no caso dos preços finais fixos e produtos homogêneos. As condições do modelo correspondem à essência de regulação do mercado de distribuição de gás. Os preços finais são determinados pelo órgão regulador e são fixos para a Comgás. O gás natural pode ser considerado homogêneo dado que na entrada de gasoduto se faz o tratamento do gás visando adequar a sua qualidade. O resultado desse modelo mostra que o valor ótimo da tarifa de acesso deve ser igual ao custo direto do fornecimento do serviço, acrescido do custo de oportunidade de fornecer o acesso, em que o custo de oportunidade é a redução nos lucros da concessionária causada pela provisão do acesso. No caso da Comgás, a margem máxima (definida na revisão tarifária como igual a despesas operacionais de fornecer gás acrescidas à remuneração do capital investido), corresponde ao preço de acesso adicionado às despesas de comercialização de gás natural. Assim, o preço de acesso definido através do método *ECPR* é igual ao valor da margem máxima menos as despesas de comercialização. Dado o detalhamento das informações que foram entregues à CSPE, o órgão regulador tem a possibilidade de separar as despesas de comercialização das despesas associadas com a distribuição propriamente dita.
3. Como resultado da aplicação de *ECPR*, o custo total do entrante é dado pela soma da tarifa de uso da rede e os custos de comercialização. Dado que o entrante somente consegue praticar o preço menor ou igual ao preço da concessionária e precisa cobrir seus custos, a entrada ocorrerá somente quando o entrante apresentar maior eficiência produtiva no segmento competitivo.

4. Importante lembrar que segundo a *ECPR*, as tarifas da concessionária definem o preço de acesso do entrante. Assim, esse método preserva a estrutura de preços finais definida pelo órgão regulador na revisão tarifária. Caso a concessionária tenha ganhado um prêmio de monopólio, a sua renda é preservada pela *ECPR* também na presença de entrantes. Dado que a regulação do setor de gás natural prevê revisões periódicas quinquenais, o horizonte da persistência de uma eventual renda de monopólio é limitado. Vale destacar que o preço de acesso definido dessa maneira é um preço médio por metro cúbico. Para definir o preço de acesso para cada segmento utilizamos o conceito da teoria desenvolvida por Ramsey.

5. Segundo o modelo geral de Ramsey todo consumidor participa na recuperação de custos fixos conforme sua elasticidade-preço. Com o objetivo de reduzir as distorções, os consumidores, que não são sensíveis ao preço, são requeridos a contribuir mais para tal recuperação. Como resultado, *mark ups* acima de custos marginais são mais elevados em segmentos de elasticidade mais baixa. A concessionária atualmente pratica as tarifas finais diferenciadas por segmento e por volume consumido, considerando a variação das despesas operacionais e as estimativas das respectivas elasticidades. Adicionalmente, a respeito das diferenças na margem de distribuição por segmento, a análise deve considerar a existência de custos comuns, relacionados com a construção e operação das redes. A existência dos custos é o que resulta em estruturas tarifárias que promovem o uso da infraestrutura, estabelecendo diferentes combinações de encargos fixos e variáveis, que permitem uma variedade de alocações de custos comuns. Este conjunto tarifário tem como limite inferior o custo incremental de fornecer o serviço, considerando a existência dos demais segmentos; e como limite superior, o custo de fornecimento desse serviço de forma isolada. Na implementação do preço de acesso será importante seguir a mesma lógica do preço de Ramsey.

6. O problema da informação assimétrica apresenta uma grande relevância à definição do preço de acesso às redes de distribuição. A concessionária possui maior

conhecimento acerca das tecnologias empregadas e de seus custos do que o órgão regulador. A estratégia da concessionária será fornecer as informações ao órgão regulador que preservam a renda de monopólio. Um exemplo recente de assimetria de informação são os números diferentes apresentados pela Comgás e CSPE durante o processo da primeira revisão tarifária da Comgás, discutidos anteriormente. A literatura de regulação indica o *price cap* como o modelo mais apropriado. Nesse caso, a revisão periódica constitui-se num poderoso mecanismo para corrigir eventuais distorções causadas pelos erros de projeção dos parâmetros cujo impacto no equilíbrio econômico financeiro é substancial.

7. No caso brasileiro, como mostramos, o setor se encontra em expansão. A abertura de rede para terceiros deve ocorrer somente em 2011. Acreditamos que a maior parte dos investimentos já estejam concluídos, porém, provavelmente não estão ainda totalmente amortizados. Neste caso o problema de acesso está relacionado à necessidade de desenhar os preços de forma a criar uma sinalização à concessionária no momento da liberalização em que todos os custos seriam recuperados. Ou seja, uma vez que os investimentos foram aprovados pelo regulador, o contrato firmado com o regulador deve garantir a recuperação para todos os custos incorridos. A modelagem pela ECPR indica que o preço de acesso inclui a parte de lucros da concessionária que possui um componente correspondente à remuneração de capital investido. Neste contexto, conclui-se que a concessionária possui incentivos de aumentar seus investimentos. A fim de avaliar o CAPEX corretamente, o regulador precisa saber distinguir entre investimentos operacionais (isto é, investimentos em infra-estrutura) e outras barreiras à entrada, como investimento em fidelidade dos clientes e/ou publicidade adicional. O processo revisório mostrou a divergência entre as avaliações do regulador e do regulado, apontando a necessidade de que a cada revisão periódica sejam aperfeiçoados os critérios de elaboração de estimativa dos investimentos.

IV. Bibliografia

1. ALGER, D. E TOMAN, M.. "Market-based Regulation of Natural Gas Pipelines". *Journal of Regulatory Economics*, Vol 2, pp 263-280
2. Aneel/SRE/SFF (2002). Nota Técnica No. 148/2002. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica
3. ANUATTI NETO, F. PELIN, E. R. E PEANO, C. "O papel do Fator X na regulação por incentivos e a conciliação com a manutenção do equilíbrio econômico- financeiro ", *FIPE*, 2004
4. ARAÚJO, J.L. Regulação de monopólios e mercados: Questões básicas. Trabalho temático para o I *Seminário Nacional do núcleo de economia da Infra-estrutura*. Rio de Janeiro, 1997.
5. ARMSTRONG, M., S. COWAN, E J. VICKERS. *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, Cambridge: MIT Press, 1994.
6. ARMSTRONG, DOYLE E VICKERS. "The Access Pricing Problem: a Synthesis". *The Journal of Industrial Economics* Volume XLIV, Junho 1996, N°. 2
7. Balanço Energético Nacional. Balanço Energético Nacional 2001. Brasil. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001.
8. BAUMOL, W.J. E SIDAK, J.G. "The Pricing of Inputs Sold to Competitors", *Yale Journal on Regulation*, Vol 11, 171, 1994.
9. BRAEUTIGAM, R.R.. "Optimal Policies for Natural Monopolies", in *Handbook of Industrial Organization*, Volume 2, North-Holland, 1989.
10. "Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Proposta de Metodologia" Nota Técnica Nº 326, Aneel, 25 de outubro de 2002.
11. Contrato de Concessão firmado entre Estado de São Paulo e a distribuidora Comgás, 1999.
12. Contrato de Concessão firmado entre Estado de São Paulo e a distribuidora Gas Natural SPS, 1999.
13. Contrato de Concessão firmado entre Estado de São Paulo e a distribuidora Gas Brasileiro, 2000.
14. Contrato de Concessão firmado entre Estado do Rio de Janeiro e a distribuidora CEG, 1997.
15. Contrato de Concessão firmado entre Estado do Rio de Janeiro e a distribuidora CEG RIO, 1997.
16. CSPE (2003). Nota Técnica No. 1. Metodologia para Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado. São Paulo: Comissão de Serviços Públicos de Energia.
17. CSPE (2003). Nota Técnica No. 2. Determinação do Custo de Capital para a Companhia de Gás de São Paulo – Comgás. São Paulo: Comissão de Serviços Públicos de Energia. Demsetz, H. (1968) Why Regulate Utilities, *The Journal of Law and Economics*, vol. 7
18. CSPE (2004). Nota Técnica No. 3. Cálculo da margem máxima e Fator X. Comissão de Serviços Públicos de Energia.
19. CSPE (2004). Nota Técnica No.4. Proposta revisada do Valor inicial da Margem Máxima (Pò), do Fator X e da Estrutura Tarifária da Comgás. Comissão de Serviços Públicos de Energia
20. CSPE (2004). Nota Técnica No. 5. Valor da Margem Máximo Inicial, do Fator X, da Estrutura e da Tabela Tarifária para o Segundo Ciclo Tarifário da Comgás.. Comissão de Serviços Públicos de Energia
21. Demsetz, H. (1968) Why Regulate Utilities. *The Journal of Law and Economics*, vol. 7
22. Damodaran, A. "Investment Valuation", 1996.
23. ENGEL, E., FISCHER, R E GALETOVIC, A. "Infrastructure franchising and government guarantees". *World Bank Latin America e Caribbean Studies*, 1997, cap 4.
24. ESTACHE, A., PARDINA, M.R., RODRIGUEZ J. M. E SEMBER, G. "An introduction to Financial and Economic Modeling for Utility Regulators". World Bank Policy Research Working Paper 3001, março 2003.
25. FAULHABER, G.R. "Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprises". *American Economic Review*, Vol 65, pp. 966-977, 1984.
26. Gás em evolução. Companhia de Gás de São Paulo (Comgás). São Paulo, 1998.
27. GASPARINI DE MORAES, S. E., "O mercado de gás natural no Estado de São Paulo histórico, cenário, perspectivas e identificação de barreiras". Dissertação para o Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo - USP, 2003.
28. GOMES, Ieda Correa. Uma Análise do Mercado e do Preço Competitivo de Gás Natural em São Paulo. Dissertação de Mestrado. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. São Paulo, 1996.
29. HART, O. E TIROLE, J. "Vertical Integration and Market Foreclosure", *Brookings Papers on Economic Activity* 205, 1990.
30. HELDER Q. PINTO JR., SILVEIRA, J. P. "Aspectos Teóricos de Regulação Econômica: Controle de Preços" setembro de 1999.

31. HELDER Q. PINTO JR.; PIRES M. C. P. "ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES E PROBLEMAS REGULATÓRIOS", fevereiro de 2000.
32. KING, STEPHEN P., "Access Pricing: A Discussion Paper". Government Pricing Tribunal of New South Wales, 1995.
33. KRAUSE G.G., HELDER Q. PINTO JR. "Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: Experiência Internacional" setembro de 1998.
34. LAFFONT, J.J. E TIROLE, J., A Theory of Incentives in Procurement and Regulation, MIT Press, 1993.
35. LAFFONT, J.J. E TIROLE, J. A "Access Pricing and Competition" *European Economic Review* 38 (1994) 1673 - 1710; North-Holland
36. LAFFONT, J.J. E TIROLE, J. A "Creating competition through interconnection: Theory and practice". *Journal of Regulatory Economics*, 10, 1996.
37. LAFFONT, J.J. E TIROLE, J. A "Competition in Telecommunications", Cambridge, MIT Press, 2000.
38. LYON, T. E HACKETT, S. "Bottlenecks and Governance Structures: Open Access and Long-Term Contracting in Natural Gas". *Journal of Law, Economics and Organization*, Vol 9 (1993), pp 380-398.
39. MARTINEZ, M. O Mercado de Gás (5 volumes). São Paulo, Panorama Setorial, Gazeta Mercantil, 1998.
40. PANORAMA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL: ASPECTOS REGULATÓRIOS E DESAFIOS . ANP, julho de 2002.
41. "Participações cruzadas na indústria brasileira de gás natural", Nota técnica, fevereiro de 2002, ANP.
42. RELATÓRIO ANUAL Companhia de Gás de São Paulo – Comgás. São Paulo, 1999-2002.
43. REVISTA BRASIL ENERGIA
44. ROSELLÓN, J. E HALPERN, J. "Designing Natural Gas Distribution Concessions in a Megacity: Tradeoffs between Scale Economies and Information Disclosure in Mexico City", World Bank, 2001.
45. SANTOS, E. M. Gás Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil – São Paulo, Annablume, Fapesp, Petrobras/2002.
46. TEECE, D. "Structure and Organization of the Natural Gas industry: Differences between the United States and the Federal Republic of Germany and implications for carrier status pipelines", *The Energy Journal*, vol 11, pp 1-35.
47. VALLETTI, T.M. E ESTACHE, A. 1999. "THE THEORY OF ACCESS PRICING: AN OVERVIEW FOR INFRASTRUCTURE REGULATORS," WORKING PAPERS -- GOVERNANCE, CORRUPTION, LEGAL REFORM, 2007, WORLD BANK

Anexo II

Projeção de volume de vendas no segmento residencial

	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Consumo Total - mm3 conforme PN	114,8	136,5	160,4	183,6	210,3
Crescimento		18,90%	17,60%	14,40%	14,50%
No Total de Clientes (mil)	452,524	493,79	517,798	546,959	566,281
Crescimento		9,10%	4,90%	5,60%	3,50%
Consumo por cliente (m3/mês)	21,132	23,032	25,822	27,976	30,952
Crescimento		9,00%	12,10%	8,30%	10,60%
Consumo Total - mm3 aprovado CSPE	123,8	148,3	179,9	206,8	233,4
Crescimento		19,8%	21,3%	15,0%	12,9%
Diferença - CSPE e PN	9,0	11,8	19,5	23,2	23,1

Projeção de volume de vendas no segmento comercial

	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Consumo Total (mm3)	107,3	132,5	151	184,3	229,4
Crescimento		23,60%	13,90%	22,10%	24,50%
No Total de Clientes (mil)	8,557	9,365	9,834	10,316	10,637
Crescimento		9,40%	5,00%	4,90%	3,10%
Consumo por cliente (m3/mês)	1044,6	1179,3	1279,5	1489,0	1797,3
Crescimento		12,90%	8,50%	16,40%	20,70%
Consumo Total - mm3 aprovado CSPE	115,8	144	169,3	207,6	254,5
Crescimento		24,4%	17,6%	22,6%	22,6%
Diferença - CSPE e PN	8,5	11,5	18,3	23,3	25,1

Projeção de volume de vendas no segmento GNV

	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Consumo Total (mm3)	437,5	610,7	736,3	832,7	918,6
Crescimento		39,6%	20,6%	13,1%	10,3%
No Total Clientes	306	402	448	490	521
Crescimento		31,4%	11,4%	9,4%	6,3%
Consumo por cliente (mil m3/mês)	119,145	126,605	136,961	141,623	146,932
Crescimento		6,3%	8,2%	3,4%	3,7%

Anexo III

Projeção de volume de vendas no segmento industrial

	Junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Consumo Total (mm3)	2546.8	2703.1	2692.9	2664.5	2708.9
Crescimento		6.10%	-0.40%	-1.10%	1.70%
No Total Clientes	809	1016	1066	1096	1126
Crescimento		25.60%	4.90%	2.80%	2.70%
Consumo por cliente (mil m3/mês)	262,339	221.712	210.515	202.589	200.482
Crescimento		-15.50%	-5.10%	-3.80%	-1.00%
Consumo Total - mm3 aprovado CSPE	2863.0	3121.7	3373.6	3502.2	3575.6
Crescimento		9.0%	8.1%	3.8%	2.1%
Diferença - CSPE e PN	316.2	418.6	680.7	837.7	866.7

Projeção de volume de vendas no segmento co-geração

	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Consumo Total (mm3)	398,8	517.4	581.7	590.8	589.2
Crescimento		29.70%	12.40%	1.60%	-0.30%
No Total Clientes	15	16	17	17	17
Crescimento		6.70%	6.30%	0.00%	0.00%
Consumo por cliente (mil m3/mês)	2215.3	2694.6	2851.7	2896.1	2888.3
Crescimento		21.60%	5.80%	1.60%	-0.30%
Consumo Total - mm3 aprovado CSPE	404.0	540.0	669.0	821.0	1031.0
Crescimento		33.7%	23.9%	22.7%	25.6%
Diferença - CSPE e PN	5.2	22.6	87.3	230.2	441.8

Projeção de volume de vendas no segmento termo-geração

	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Consumo Total (mm3)	39.8	18.8	66.9	426.2	557.6
Crescimento		-52.60%	255.10%	537.10%	30.80%
No Total Clientes	1	1	2	2	2
Consumo por cliente (mil m3/mês)	3314	1569.8	2787.3	17758.6	23231.7
Crescimento		-52.60%	77.60%	537.10%	30.80%

Projeção de volume total de vendas (milhões de m3)

	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Projeção PN					
Comgás	3644.8	4119.1	4389.3	4882.2	5214
Crescimento		13.01%	6.56%	11.23%	6.80%
Projeção CSPE	3983.8	4583.5	5195.1	5996.6	6570.7

Crescimento		15,05%	13,34%	15,43%	9,57%
Diferença - %		11,27%	18,36%	22,83%	26,02%
Diferença - mm3	339,0	464,4	805,8	1114,4	1356,7

Anexo IV

Projeção de volume dos investimentos (R\$ milhões) aprovado pela CSPE

	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Programas de escansão	172,5	109,2	60,3	60,1	47,7
Suporte de operações	72,4	78,4	68,8	44,4	38,3
Ativos não específicos	11,3	6,6	6,6	7,7	7,6
Programa de Suporte	17,7	13,9	17,3	20,8	16,4
Medidores Residenciais	0,0	4,0	2,1	2,9	2,1
Total	273,9	212,1	155,1	135,9	112,1

Projeção de volume dos investimentos (R\$ milhões)

PN da Comgás

	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Programas de expansão	267,8	137,8	78,7	75,8	61,2
Suporte de operações	118,8	116,1	112,6	82,2	64,2
Ativos não específicos	16,5	11,2	9,9	12,1	12,9
Total	403,1	265,1	201,2	170,1	138,3

Anexo V

Projeção de volume das despesas operacionais (RS milhões)

	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Comgás	309,8	292,4	288,9	301,2	311,4
CSPE	216,3	230,7	244,2	254,3	262,6
Redução	93,5	61,7	44,7	46,9	48,8

Componentes das despesas operacionais por item de aplicação (RS milhões)

PN da Comgás

	2002	junho04/maio05	junho05/maio06	junho06/maio07	junho07/maio08	junho08/maio09
Pessoal	64,9	69,9	79,0	90,7	93,8	96,2
Serviços	114	112,2	112,6	115,8	119,6	122,9
Outros	36,4	45,04	49,9	49,4	50,9	52,4
Subtotal	215,3	227,2	241,6	255,9	264,3	271,5
GER	Na	53,7	19,3	0,1	0,1	0,1
Perdas	Na	29,0	31,5	32,9	36,8	39,8
Total	301,3	309,8	292,4	288,9	301,2	311,4

Anexo VI

Valor pago no leilão da Comgás líquido do benefício fiscal

Valor Pago pela BG 14/04/99	1.652.000
Valor Mínimo - privatização	753.134
Ágio Pago - %	119%
Ágio Pago - R\$	898.866
Ágio Total da incorporação	526.359

Amortização anual do Ágio

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
34.114	58.485	58.485	58.485	58.485	58.485	58.485	58.485	58.485	24.365

VPL do Ágio da incorporação	278.231
Valor pago líquido do benefício fiscal	1.373.769

Anexo VII

Base de remuneração regulatória em 04/2004 (R\$ mil)

	1999	2000	2001	2002	1S03	3T03	out 03-abr04
IGPM - variação % acum. até 04/2004	86%	63%	48%	31%	7%	6%	2%

Cálculo de BRR obtido pela aplicação do conceito do VEM

Valor Pago pela BG 14/04/99	1.652.000					
Ágio	119%					
Valor Mínimo - privatização	753.134					
% Comprado	53%					
Valor Mínimo Econômico em 14/04/99	1.429.097					
Variação IGPM 4/99 - 6/99	0.10%					
Valor Mínimo Econômico em 31/12/99	1.430.113					
BRRLpriv	1.430.113					
BRRB 31/12/99	764.076					
BRRL 31/12/99	450.170					
Coefficiente	1.70					
BRRBpriv' em 1999	2.427.339					
Divida LP 31/12/1999	142.526					
BRRBpriv em 1999	2.569.864					
Ajuste IGPM até 04/2004	186%					
BRRBpriv em 04/2004	4.778.989					
	2000	2001	2002	1S03	3T03	out 03-abr 04
Investimentos Valor Nominal	-17.062	126.801	189.258	107.428	72.673	146.136
Depreciação Valor Nominal	89.727	94.951	101.913	52.994	27.173	56.859
Ajuste IGPM	163%	148%	131%	107%	106%	102%
Investimentos em 04/2004	-27.771	187.328	247.549	114.128	76.988	149.680
Depreciação em 04/2004	146.043	140.275	133.302	56.447	28.787	58.238
Investimentos Líquidos	185.110					
BRRB 04/2004	4.964.098					
Rel AL/AB contábil 30/06/03	72%					
BRRL 04/2004	3.582.525					

Anexo VIII

Desenvolvimento do cálculo do Po

REL AB/AL	136%
Capital	60%
Divida	40%
Imposto de Renda	34%

Dados de Entrada - Valores Monetários em R\$ 04/2004

		mar-04	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009
Gás Vendido	[Mm3]	3.348	3.984	4.584	5.195	5.997	6.571
Gás Vendido Médio Diário	MMm3/d		11	13	14	16	18
Incremento Vendas por ano	MMm3/d		636	600	612	802	574
% Incremento ano	%		19%	15%	13%	15%	10%
Po	[R\$/m3]	0,2654	0,2654	0,2654	0,2654	0,2654	0,2654
Receitas Po	[MR\$]		1057	1217	1379	1592	1744
Po Real	[R\$/m3]		0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
Investimentos durante periodo	[MMR\$]		291	225	165	144	119
Baixas BRRB durante final periodo	[MMR\$]		187	188	188	185	182
BRRB final periodo	[MMR\$]	4.964	5.068	5.105	5.082	5.041	4.978
AB Conatabil final periodo	[MMR\$]	1.376	1.615	1.781	1.880	1.957	2.006
Depreciacao BRRB	[MMR\$]		188	188	186	184	181
Depreciacao Contabil	[MMR\$]		56	62	66	69	71
BRRL em Mar/04	[MMR\$]	3.583					
Capital de Giro	[MMR\$]		47	54	61	71	77
Opex	[MMR\$]		218	233	247	257	266

A-DEMONSTRACAO DE RESULTADOS

RECEITAS						
Receitas Vendas (liquidas)	1057	1217	1379	1592	1744	
Outras receitas	-	-	-	-	-	
Total receitas	1057	1217	1379	1592	1744	
DESPESAS						
Custo de Gas Commodity	-	-	-	-	-	
Custos de Transporte	-	-	-	-	-	
Custos de Distribuicao	218	233	247	257	266	
Depreciacao Ativos Fixos	56	62	66	69	71	
Total Despesas	274	295	313	326	337	
Receitas antes de juros, IR deprec e amort (EBITDA)	839	984	1132	1335	1478	
Lucro (Prejuizos) antes de juros e impostos (EBIT)	783	922	1066	1266	1407	
B-Balanco Geral						
Capital de Giro	47	54	61	71	77	
Ativos Fixos	4 964	5 068	5 105	5 082	5 041	4 978
Depreciaco es Acumuladas	-1 382	-1 570	-1 758	-1 944	-2 128	-2 309
TOTAL ATIVO NEGOCIO	3 582	3 545	3 401	3 199	2 984	2 746
Divida Total	1 433	1 418	1 361	1 280	1 194	1 099
Patrimonio	2 150	2 127	2 041	1 920	1 791	1 648
TOTAL PASSIVO E PATRIMONIO	3 583	3 545	3 402	3 200	2 985	2 747

FLUXO LIVRE DE CAIXA

	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009
EBIT* (1 - taxa de imposto)	517	608	703	835	929
(+) Depreciacao Contabil	56,0	62,0	66,0	69,0	71,0
(-) Investimentos de Capital	-291,0	-225,0	-165,0	-144,0	-119,0
(-) Capital de Giro	-7,4	-7	-7,2	-9,4	-6,7
Fluxo de Caixa Livre	275	438	597	751	874
Valor Residual (BRR e Capital de Giro)					2 747
Fluxo de Negocio	275	438	597	751	3621
TIR	11.76%				
WACC	11.76%				

Valor presente liquido do fluxo livre de caixa R\$ 3 583
 Bens de uso ao inicio R\$ 3 583