

**A REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL
EM SÃO PAULO: QUESTÕES E DESAFIOS**

Anton A. Schwyter

Dissertação apresentada no Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia - Instituto de Eletrotécnica e Energia (Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Física) da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Energia.

São Paulo, dezembro de 2001

A REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL EM SÃO PAULO: QUESTÕES E DESAFIOS

Anton A. Schwyter

Dissertação apresentada no Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia - Instituto de Eletrotécnica e Energia (Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Física) da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Energia.

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Ildo Luis Sauer

São Paulo, dezembro de 2001

AGRADECIMENTOS

Este trabalho não tem a pretensão de esgotar o tema, muito pelo contrário. Mas não posso deixar de reconhecer o esforço de várias pessoas para que, após vários atrasos, pudesse finalmente termina esse texto.

Devo a várias pessoas e a elas agradeço muito: Ieda Gomes (por ter inicialmente permitido e incentivado minha entrada no IEE/USP), Ubiratan Conesa, Zevi Kann, Ronaldo Kolhman, Sandra Forghieri, Luiz Michelin, os professores Marcos Gouvêa, Edmilson Santos e Márcio Tahan, colegas do IEE (pelas grandes dicas) e à Nazaré, pela força e compreensão das dificuldades.

Ao meu orientador Professor Ildo Sauer que se esforçou ao máximo para que o trabalho não ficasse pelo meio do caminho, além do que, através de nossas discussões, me fez ver o caminho a seguir.

A todos, sem a colaboração e participação não teria feito nada. Mas tenho também dois agradecimentos bem especiais.

Aos meus pais, que através dos seus esforços me permitiram chegar até aqui.

Finalmente, à minha filha Luísa, que por várias vezes ficou sem minha presença, e à Tânia, que sempre esteve presente em todos os momentos e que também foi inspiradora e deu muita força para chegar ao fim.

ABSTRACT

In the last ten years many things have changed in the economic and political environment in the world as well as in Brazil. The new federal government elected in 1994 has started a new economic program, and one of the most important points is to reduce the government direct participation in the economy. For this reason, the Federal Constitution has changed and now, private companies can operate in the natural gas upstream and downstream sector. The principle of this policy is to increase the efficiency in the energetic sector, expecting for more investments and better tariffs.

The Brazilian Natural Gas Industry has specific characteristics, so many different than others countries, even in Latin America. The gas industry development requires: new suppliers, guaranty of supply, definition of open access, definition of concessions models, setting the role of the state and federal power, transportation systems and development of gas network, definition of importation, exportation, production, security, quality of product and service and principles of tariffs and prices, and all of these aspects are still not regulated.

Brazil now is facing a new challenge that is to establish a complete regulatory framework for the natural gas industry with private companies and state owned companies. The purpose of this work is to study the main characteristics of the Brazilian natural gas sector and analyze the main regulatory issues and the implementation of natural gas distribution regulation in São Paulo State.

RESUMO

Nos últimos dez anos, muitas mudanças têm ocorrido em termos econômicos e políticos no mundo, e também no Brasil. O Governo Federal que foi eleito em 1994 iniciou uma série de reformas na economia brasileira, e uma das mais importantes foi a redução de sua participação em vários setores da atividade econômica. A Constituição Federal foi alterada, e com isso, foi permitido que companhias privadas operassem em todos os setores do gás natural. O princípio dessa política é que se obtenha aumento de eficiência no setor energético, e com mais investimentos e melhores tarifas.

A indústria de gás natural do Brasil tem várias características específicas, algumas que a tornam bem diferente do que ocorre em outros países, mesmo da América Latina. É necessário para o desenvolvimento dessa indústria: novos fornecedores de gás natural e a garantia de fornecimento, a definição de como se dá o acesso às redes de distribuição e transporte, definição de modelos de concessão, etc. Vários desses aspectos ainda estão em processo de definição e, portanto, ainda não são regulados.

Assim, estabelece-se um novo desafio para o País, qual seja, o estabelecimento de padrões para a regulação da indústria do gás natural como um todo. O propósito deste trabalho é estudar as principais características do setor de gás natural no Brasil e analisar como está sendo construído o arcabouço regulatório e a sua implementação no setor de distribuição de gás no Estado de São Paulo.

ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

INTRODUÇÃO

CAPÍTULO 1 - A TEORIA DA REGULAÇÃO ECONÔMICA

- 1.1 Objetivos da Regulação
- 1.2 Princípios de Aplicação de Precificação do Gás Natural
- 1.3 A Definição de Monopólio Natural e o Gás Natural no Brasil
- 1.4. A Regulação de Tarifas Reguladas e o Fator X
 - 1.4.1 O Cálculo do Fator X
 - 1.4.2 O Price-Cap e o Fator X no Brasil: o Caso Escelsa

CAPÍTULO 2 – A SITUAÇÃO EM OUTROS PAÍSES

- 2.1 A Experiência Internacional de Regulação dos Mercados de Gás Natural
- 2.2 A Regulação em Outros Países:
 - 2.2.1 Argentina
 - 2.2.2 Estados Unidos
 - 2.2.3 França
 - 2.2.4 Reino Unido

CAPÍTULO 3 - A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

- 3.1 A Atual Estrutura do Setor no Brasil
- 3.2 História da Regulação de Gás e Petróleo no Brasil
- 3.3 O Atual Modelo de Regulação no Brasil
- 3.4 A Regulação do Gás Natural em São Paulo

CAPÍTULO 4 – A DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL: QUESTÕES E DESAFIOS

A REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL EM SÃO PAULO: QUESTÕES E DESAFIOS

INTRODUÇÃO

A partir de 1995, várias mudanças vêm ocorrendo no setor de petróleo e gás natural, com a aprovação pelo Congresso Nacional de emendas constitucionais que trouxeram alterações substanciais na atual estrutura institucional de petróleo e derivados, no qual foram mudadas as regras para a participação do capital privado no tocante à exploração, produção e comercialização de petróleo e derivados. No setor de distribuição de gás canalizado, que havia sido transformado em monopólio de empresas estaduais com a Constituição Federal promulgada em 1988, agora é permitido que empresas privadas também possam participar como empreendedores nesse segmento.

Dessa forma, alguns estados da Federação passaram a adotar programas de privatização de suas empresas de distribuição de gás natural, tendo como base a perspectiva de que, com a transferência da sua propriedade e operação para empreendedores privados, ocorra um processo simultâneo de aumento dos investimentos e eficiência, resultando em melhor serviço ao menor preço para os consumidores.

Com a mudança do papel do Estado na propriedade das empresas no setor de gás natural, mudam também a forma de controle e supervisão sobre aquelas, no sentido de assegurar que o seu poder de monopólio não se

contraponha às necessidades da sociedade. Segundo *Percebois (1999)*, temos três conceitos quanto à mudança das estruturas de monopólios: desregulamentação, desverticalização e privatização. A primeira significa o processo de abertura dos vários segmentos da indústria de gás natural (produção, transporte e distribuição) para a competição. A segunda envolve a separação legal ou contábil desses segmentos. Finalmente, a terceira é a abertura do capital de empresas estatais para o setor privado.

As implicações das mudanças no setor de gás natural dependem em grande parte de como o mercado dessas empresas estiver estruturado, tanto em termos de competição quanto em termos de regulação. Como normalmente as condições de mercado estão voltadas em termos de monopólios naturais, é necessário um grande esforço no sentido de construção de uma forte estrutura regulatória, tanto em nível federal como estadual.

Com isso, rompe-se o cenário anterior, em que os órgãos normativos então existentes não cumpriam suas funções de maneira completa e as empresas, sendo públicas, se autofiscalizavam, havendo total falta de distinção entre a empresa concessionária e os respectivos órgãos controladores, que ficavam a uma grande distância da sua função. Como exemplo, era comum o fato de que funcionários de empresas concessionárias passassem a atuar nesses órgãos e vice-versa. Pelo lado do petróleo, o órgão era o DNC, Departamento Nacional de Combustíveis, responsável, entre outras atividades, pela fiscalização e controle de distribuição de combustíveis, bem como dos preços, que na prática acabavam sendo fixados pela autoridade econômica, ou seja, o Ministério da Fazenda.

Na nova estrutura reguladora federal, o setor de energia tem dois novos órgãos: a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, e a ANP, Agência Nacional do Petróleo, responsável pelas atividades regulatórias referentes ao petróleo, excetuando-se a distribuição de gás canalizado, devido à Constituição, que atribui aos governos estaduais o papel de poder concedente e fiscalizador dessa atividade. Dessa forma, o movimento de privatização de concessionárias estaduais de energia elétrica e gás, mais a criação das Agências federais, teve como efeito imediato que vários estados criassem as suas próprias entidades de regulação.

Como exemplo estaduais temos, no Estado do Rio de Janeiro, a ASEP - Agência Estadual de Serviços Públicos, responsável pelo controle e regulação de vários serviços públicos como energia, saneamento e transportes. Em São Paulo foi criada a CSPE - Comissão Estadual de Serviços Públicos de Energia, responsável pela regulação e controle dos serviços de energia elétrica (estes através de convênio com a ANEEL) e distribuição de gás canalizado no Estado.

Neste ponto, cabe ressaltar uma dificuldade potencial para gerar dificuldades de caráter administrativo, que é a questão de divisão de competências, já que os órgãos estaduais podem tomar decisões conflituosas com o órgão regulador federal, que será analisado posteriormente.

Como se vê, a estrutura do setor de gás natural no Brasil tem características que a diferenciam da maioria dos países que se utilizam desse

energético. Dessa forma, a maneira como deve ser criado o arcabouço regulatório no País também deve levar em conta essas peculiaridades.

Este trabalho tem como objetivo realizar uma revisão da atual teoria regulatória bem como da experiência de regulação em outros países que sejam importantes para a indústria do gás ou que tenham alguma semelhança com o atual estágio do gás natural no Brasil, comparando-a com um caso concreto de regulação de gás natural no Brasil, no caso a legislação do Estado de São Paulo, e, com isso contribuir para a criação de uma estrutura de regulação da indústria do gás natural no País que possa promover o crescimento da participação do gás natural de forma equilibrada.

Estrutura do Trabalho

Este trabalho divide-se nas seguintes partes: em seguida da introdução, temos o capítulo 1, que se destina a estudar os princípios básicos das teorias de regulação de monopólios, principalmente o conceito de price-cap e o Fator X – história, evolução teórica e conceitos sobre precificação de gás natural. Finalmente, um caso concreto de aplicação desse conceito no Brasil, que é o da empresa Escelsa.

No capítulo 2 encontra-se uma visão do atual estágio em que se encontra estruturada a indústria do gás em alguns países nos quais o gás natural tenha importância como energético: EUA, França, Reino Unido e Argentina.

Conhecendo-se melhor a experiência internacional, fica-se em melhor posição para se analisar a regulação de gás natural no Brasil, e mais especificamente no Estado de São Paulo, o que é realizado no capítulo 3. Nesta parte, temos a história e formação da indústria do gás, a atual estrutura, a comparação com os demais energéticos e como está a atual legislação no Brasil e em São Paulo.

No capítulo 4, com base nos conceitos e experiências descritas anteriormente, são feitos comentários acerca da atual estrutura de modelo de regulação e de contrato de concessão para o serviço de distribuição de gás natural adotado em São Paulo, como o Fator X, o equilíbrio econômico da concessão e as obrigações referentes à qualidade do serviço e produto.

Capítulo 1 - A Teoria da Regulação Econômica

1.1 Objetivos da Regulação

Verifica-se que a história da atividade de regulação econômica confunde-se com a história da organização dos Estados. A criação de leis e normas é uma forma de regular a atividade econômica, produzindo a ordenação que garanta a possibilidade de bem geral para a sociedade. No sentido que conhecemos atualmente, “não existe mercado funcionando sem alguma base de leis, normas e convenções sociais, que lhe dão forma específica e até seu conteúdo” (de Araújo, 1997¹). Essa atividade se concentra mais em setores considerados importantes para a manutenção do padrão de vida da sociedade, como os de infra-estrutura (energia, saneamento, transportes e telecomunicações). Esses setores tradicionalmente se caracterizam pela exigência de vultosos recursos para investimento e operação, com economias de escala e escopo, com longo prazo de retorno.

A prática da atividade da regulação é constituída de uma série de condições impostas aos agentes de determinado setor, para que se comportem dentro de parâmetros considerados como eficientes em termos de alocação de

¹ A forma pelo qual as sociedades, ou Estados, se organizaram para a atividade regulatória varia. Segundo de Araújo, “na França, a tradição centralizadora levou à noção de *service public*, ao qual todo cidadão tem direito e que deve ser fornecido pelo Estado para garantir o bem comum. Na Grã-Bretanha, e mais ainda nos Estados Unidos, a desconfiança para com o Poder Central levou a um conceito distinto: o de serviços de utilidade pública, ou *public utilities*. Esses serviços podem ser delegados a empresas privadas, mas a coletividade não renuncia a regulamentá-los e fiscalizá-los.” (João Lizardo R.H de Araújo, **Regulação de monopólios e mercados: questões básicas**, pág. 1 e 2, I Seminário Nacional de Economia da Infra-estrutura, UFRJ, 1997).

recursos. Em situações clássicas de poder monopolístico, no qual as forças competitivas são fracas, trata-se de estabelecer condições e incentivos que influam sobre este setor, e assim criar ou restringir decisões econômicas a fim de estabelecer um ambiente em que a competição exista artificialmente.

O regulador sempre estará em face do desafio da busca da regulação eficiente, levando em conta os fatores de eficiência produtiva, alocativa, distributiva e dinâmica. Em termos da eficiência produtiva temos que a regulação deverá prover receitas estáveis e previsíveis e que sejam suficientes para a recuperação dos investimentos efetuados. A eficiência alocativa é a que permite preços condizentes com o uso eficiente, sem discriminação e incorpora custos externos. A eficiência distributiva é a que garante o acesso dos mais pobres aos serviços. A eficiência dinâmica encoraja inovações técnicas e responde às mudanças de oferta e demanda.

Com isso, a responsabilidade do regulador transcende somente ao aspecto preço, mas também é responsável pelo controle da qualidade do serviço prestado e por atuar como mediador em disputas entre concessionário e consumidor.

1.2 Princípios de Aplicação de Precificação do Gás Natural

Antes de iniciarmos o estudo da teoria da regulação, faz-se necessário uma breve abordagem na questão dos preços e tarifas do gás natural. Essa análise é de suma importância, já que em grande parte a regulação irá tratar de

aspectos intimamente ligados a preços de gás. No caso do gás natural, os pesados investimentos em infra-estrutura, bem como as inversões necessárias para que seja possível o consumo do gás, tornam essas questões fundamentais para o próprio desenvolvimento desse segmento. Também é questão de significativa importância o fato de o gás natural ser um combustível cujo uso provoca o deslocamento de vários outros combustíveis. Dessa forma, o nível de seus preços tem íntima relação com outros energéticos, principalmente o óleo combustível, e ao mesmo tempo demonstra para qual direção se volta a política energética ditada pelo Estado, no que diz respeito ao aproveitamento do gás natural como energético.

Esse fato é comprovado ao observarmos o comportamento do gás natural em alguns países. Segundo *Neto e Sauer (1997)*, vários são os exemplos de políticas governamentais que estabeleceram os preços do gás natural, visando única e exclusivamente atrair o mercado de energia para uso do gás. Segundo os autores, após a descoberta de um grande campo de produção de gás em Gröningen, na Holanda, os responsáveis pela política energética daquele país adotaram políticas de descontos para o preço do gás natural, para uso em setores como o petroquímico, industrial e residencial, com aumento da participação nesses segmentos. Ainda de acordo com *Neto e Sauer (1997)*, no Reino Unido, posteriormente à descoberta da plataforma Continental do Mar do Norte na década de 60, foi estabelecido um preço reduzido para o gás no segmento residencial em relação ao óleo e eletricidade, obtendo-se sucesso na taxa de penetração do energético gás natural.

Os preços dos energéticos e as respectivas políticas de desenvolvimento estão intimamente relacionados, pois seus objetivos são comuns, no que tange aos seguintes aspectos:

- Eficiência energética e econômica;
- Desenvolvimento das fontes de energia;
- Viabilidade econômica a todos os agentes participantes.

Em termos gerais, podemos considerar que a precificação do gás natural leva em conta aspectos econômicos para validar o estímulo da produção e do consumo, como o valor *netback* do gás e o seu custo econômico. O resultado válido será o ponto em que os custos marginais de fornecimento não estiverem acima dos custos marginais do benefício do consumo. Para tanto, deve-se estabelecer estrutura de fornecimento e consumo de gás, no qual o custo econômico da mais cara fonte de suprimento não seja maior que o benefício econômico do mais baixo valor de uso para o gás.

O mecanismo de precificação inclui todos os segmentos envolvidos na indústria do gás: produtor, transportador, consumidor e governo. Para cada um desses agentes são muitas as variáveis, interesses e riscos envolvidos.

No estudo *São Paulo Gas Utilization and Tariff Study (BEICIP, 1993)*, encontramos uma análise da questão da precificação do gás natural. O

trabalho aborda como é esse mecanismo, analisando qual é a parte de cada um dos agentes envolvidos na cadeia do gás.

Ao se analisar a parte do produtor de gás natural, são elencados os riscos inerentes à atividade de exploração. Esses riscos, por sua vez, estarão sendo minimizados por tentativa de alocação da maior parcela de renda possível dentro do sistema. São três os tipos de risco:

- Risco geológico: derivado das incertezas quanto às estimativas de reservas e desempenho de produção;
- Riscos contratuais; incertezas quanto à aplicabilidade e eficácia dos contratos de fornecimento;
- Riscos comerciais: ter acesso aos mercados potenciais e eficácia na exploração desses mercados.

Assim, o preço final do produtor será calculado em função dos custos de desenvolvimento e operação do campo de produção, o retorno do capital, bem como uma taxa extra para cobrir os riscos acima mencionados.

Para o setor governamental, a sua maior preocupação é no sentido de tentar minimizar o preço do produtor e maximizar a sua participação através da renda auferida através de impostos e de outros mecanismos.

Para o segmento consumidor, deve-se considerar qual o maior valor que o consumidor está disponível a pagar pelo gás, após comparar o preço deste com o do energético que seja o mais próximo competidor. Segundo o *BEICIP (1993)*, a principal dificuldade, nesse caso, é encontrar o valor que expressa a “disponibilidade” do consumidor em pagar pelo gás. A forma de se calcular esse valor é através do *netback* de cada segmento consumidor (residencial, comercial e industrial), que varia de acordo com o energético a ser substituído.

Ainda de acordo com *BEICIP (1993)*, esse conceito exclui, de imediato, que se utilize modelo de precificação com base em preço uniforme, ou seja, um único preço de gás para todos os consumidores. Caso o modelo de preço uniforme seja adotado, deixa-se de lado a possibilidade de que haja competição entre outros energéticos e o gás, além de impedir usos não econômicos para o gás natural.

O modelo de precificação diferenciado tem como princípio básico que o preço a ser cobrado significa o exato valor que serve como “encorajamento do uso do gás para a aplicação considerada, levando-se em conta o combustível deslocado, em cada categoria de consumidor específica” (*BEICIP, 1993*).

A utilização de modelos de preços diferenciados, com base no respectivo valor de uso de cada categoria de consumidor, representa ter vantagens em vários aspectos:

- Redução de efeitos discriminatórios entre consumidores;
- Ganhos em conservação;
- Flexibilização em termos de políticas governamentais, pois permite à autoridade reguladora um melhor arranjo em termos de apropriação de renda entre consumidores e governo. Ou seja, é possível ajustar os preços em termos que estes possam, ao mesmo tempo, estar incentivando o uso do gás e possibilitando investimentos. Esse fato é particularmente importante em situações nas quais a mobilização de recursos financeiros é prioridade para a continuidade dos planos de desenvolvimento do uso do gás natural.

Até 2001, não havia uma política de preços do gás natural baseada em conceitos econômicos. Finalmente, após uma série de discussões, obtém-se um consenso sobre a política em torno do preço do gás natural produzido no País.

A nota explicativa do Ministério de Minas e Energia, elaborada em conjunto com a ANP, encontra-se no Apêndice I. Essa política de preços para o gás natural foi criada levando em conta as seguintes premissas:

- Menor volatilidade dos preços em relação à política anterior;
- Simplificação das regras, atendendo ao atual estágio ainda incipiente da indústria do gás natural

- Separação definitiva, do ponto de vista da formação do preço, entre as atividades de comercialização e transporte;
- Introdução progressiva do fator distância no cálculo da tarifa de transporte, reduzindo subsídios cruzados entre usuários do serviço;
- Compromisso com a desregulamentação dos preços do gás natural, de acordo com o desenvolvimento do próprio mercado, visando sempre a defesa dos interesses do consumidor.

Adicionalmente, também está sendo levada em conta a estrutura da indústria, em termos de integração vertical e a dando possibilidade de que haja competição nos segmentos de exploração/produção. Os preços do gás natural em cada um desses segmentos devem refletir os seus respectivos custos e também levar em conta como se relacionam os três segmentos da cadeia do gás: a exploração/produção; o transporte e finalmente, a distribuição. Como consequência, as tarifas finais acabarão refletindo as condições comerciais entre as distribuidoras de gás e seus vendedores, bem como entre as companhias distribuidoras e consumidores finais.

1.3. A Definição de Monopólio Natural e o Gás Natural no Brasil

Como introdução para o estudo da teoria da regulação, é importante conceituarmos qual o significado de monopólio natural e a sua relação com o gás natural. Monopólio natural se caracteriza como sendo uma situação de mercado, em que as condições de demanda e oferta são atendidas por uma única empresa, na qual os custos de produção decrescem à medida que esta se eleva. Entretanto, quando da entrada de outra empresa nesse mercado, os custos se elevariam proporcionalmente ao aumento de oferta. Dessa forma,

tipifica-se a dificuldade da entrada de competidores nesse mercado. Assim, à medida que a demanda cresce, diminuem os custos de produção.²

Certos segmentos do setor elétrico, por exemplo, são caracterizados pelo fato de que suas economias de escala e seu escopo fazem a competição inviável. A transmissão e a distribuição, tanto para a eletricidade como para o gás natural, são casos típicos de consideração de monopólios naturais. Outro exemplo é a atual estrutura de mercado do gás natural no Brasil, que ainda não possui um mercado suficientemente maduro, tanto em termos de demanda como em termos de fontes de suprimento, para que possa haver competição efetiva entre empresas distribuidoras.

Sem competição, ou falta de regulação, os proprietários desses ativos não terão incentivos para fornecer serviços a preços e qualidade adequados. O regulador então estabelece um procedimento para fixação de tarifas que garanta serviços que, embora em ambiente monopolista, possam ser considerados como eficientes e, ao mesmo tempo, criar possibilidades de atração para novos investimentos.

É exatamente dentro desse contexto que giram atualmente as discussões em torno da questão do direito de “*open access*” ou “acesso livre” para os grandes consumidores de gás natural no Brasil. Embora reconhecendo a

² Considera-se nesse caso uma falha de mercado. Assim, de acordo com *de Araújo (1997)*, “... se um determinado bem ou serviço, pode ser fornecido por uma única firma para um mercado a menor custo que duas ou mais, com as tecnologias disponíveis, diz-se que este setor apresenta característica de monopólio natural”.

necessidade de amadurecimento do mercado, as associações de consumidores acreditam que poderiam desfrutar de redução de custos de energia com o chamado “acesso livre”, pois se eliminaria a intermediação das companhias distribuidoras, fazendo com que a negociação ocorresse de forma direta entre produtores e consumidores.

Em condições competitivas, o mercado leva em consideração todos os interesses, tanto de compradores como de vendedores. No setor de distribuição de energia no Brasil, o regulador, mais do que o mercado tem que agir como intermediador. Cabe ao regulador equilibrar o interesse público em obter produtos e serviços em condições seguras e adequadas, bem como a um preço razoável e que possa servir de estímulo para um apropriado retorno do investimento realizado pelos acionistas das companhias concessionárias.

Embora esse entendimento tenha respaldo por parte da ANP - Agência Nacional de Petróleo, o fato é que, conforme estabelecido na Constituição em vigor, cabe aos Estados regular essa questão, e estes não abrem mão da exclusividade do monopólio durante uma razoável extensão de tempo, até por questões ligadas à desvalorização dos seus ativos, no caso, as empresas distribuidoras de gás natural.

1.4. A Regulação de Tarifas Reguladas e o Price-Cap

Como já descrito anteriormente, é unanimidade na teoria econômica clássica que o mercado é o verdadeiro regulador em situações em que ocorre não a competição entre os diversos agentes. Porém, nas situações em que monopólio é inevitável, adota-se o sistema de regulação, no sentido de se estabelecerem artificialmente condições de mercado.

Uma das formas mais comuns de regulação de empresas concessionárias se dá através do controle de tarifas. Dessa forma, ao mesmo tempo em que obriga a prática de tarifas consideradas acessíveis aos consumidores, esse sistema também permite que se obtenha a remuneração considerada adequada à concessionária, em relação ao capital investido.

Várias são as formas de tarifação, a depender das características específicas de cada setor e segmento a ser regulado. Segundo *Santos (1997)*, existem alguns critérios básicos que devem ser considerados para o estabelecimento do padrão tarifário, independentemente do tipo a ser escolhido:

- A alocação eficiente dos recursos econômicos;
- Atendimento dos princípios de justiça e equidade, tanto para a distribuição de custos entre os consumidores e estabilidade de preços, quanto para a garantia de um padrão mínimo de qualidade de prestação de serviço para consumidores;

- O nível de preços deve garantir recursos suficientes para a expansão do sistema;
- Simplicidade da estrutura tarifária.
- Aspectos políticos e econômicos.

Uma das metodologias que tem tido maior longevidade em aplicação em todo o mundo para regulação de empresas de serviços públicos é a baseada na taxa de retorno (*RoR Regulation*). Essa metodologia permite que as empresas sob esse regime possam recuperar seus investimentos, bem como suas despesas de operação e manutenção, a taxas consideradas como razoáveis pelos órgãos reguladores. Entretanto, pode-se constatar que a aplicação desse método não tem se revelado suficiente para garantir a operação e o planejamento eficiente, bem como cria incentivos no sentido inverso do pretendido, pois quaisquer elevações de custos são automaticamente cobertas. Assim, resulta em investimentos não produtivos e não orientados para a contínua busca em termos de inovações e padrões de qualidade. Outra crítica é que acrescenta custos para sua administração, uma vez que tem se mostrado ser necessária a criação de um extenso rol de informações e procedimentos para seu acompanhamento.

Como resultado dos processos de privatização no Brasil, muitos dos contratos de concessão de empresas de serviços públicos – como a distribuição de eletricidade e distribuição de gás natural - adotaram o mecanismo de regulação por incentivo para fixação das tarifas, consideradas como teto (*price-cap*) e pagas pelos consumidores por um determinado período, e que, ao mesmo tempo, sinalizam com incentivos para as empresas

concessionárias atuarem no sentido de aumentar sua eficiência. Esse mecanismo, também conhecido como regulação por incentivo, consiste no uso de multas e prêmios, para induzir a concessionária na busca constante de objetivos vinculados à sua melhoria de eficiência. Daí a criação de vários indicadores de performance, os quais a concessionária se obriga a cumprir, e que são alterados, orientados para a melhoria contínua.

As tarifas, por sua vez, são reajustadas por uma fórmula paramétrica, conhecida no exterior de RPI-X, porque na sua formulação está incluída a utilização de um índice de preços para o cálculo do reajuste anual das tarifas, no qual se aplica um redutor de produtividade, o Fator X. Essa é a metodologia que está sendo empregada nos contratos de concessão das empresas de distribuição de gás natural em São Paulo.

A sua criação se deu no Reino Unido, na década de 80, através de relatório elaborado pelo professor *Steven Littlechild*, recomendando sua aplicação na privatização da *British Telecom*. Posteriormente, acabou sendo adotada no processo de privatização de serviços públicos regulados na Grã-Bretanha, bem como em diversas partes da Europa e Ásia, assim como em diversos segmentos de distribuição de gás natural e energia elétrica e telecomunicações dos EUA.

Esse mecanismo regulatório está voltado fundamentalmente para a criação de condições para promover a inovação, a eficiência e reduções de custo, e, dessa forma, permitir que os consumidores possam se beneficiar dessas

reduções de custos. Em suma, procura modificar o comportamento da concessionária, alterando seus incentivos associados a uma decisão em particular. Com isso, prêmios ou penalidades são aplicáveis em cláusulas automáticas resultantes dos incentivos que o regulador quer imprimir e cujos resultados espera que ocorram nos níveis de qualidade e de tarifas oferecidas ao consumidor.

Na formulação do modelo de *price-cap*, a tarifa final é dividida em duas partes: a chamada de *pass-through*, que corresponde ao custo de suprimento. No caso do gás natural, significa o valor de custo da *commodity* gás natural e o seu custo de transporte. Essas variações são repassadas automaticamente para o valor final da tarifa, não devendo influir, portanto, no que se chama de equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A parcela restante corresponde à margem de distribuição da empresa, que deverá ser suficiente para cobrir os custos operacionais, remuneração dos investimentos, etc.

A fórmula típica usada para o uso das tarifas máximas RPI-X (aplicada à parcela de margem) é composta por vários itens:

$$T_t = T_{t-1} \times (1 + L - X + Z)$$

em que

T_t = tarifas a serem aplicadas no período t

T_{t-1} = tarifas aplicadas no período imediatamente anterior a t

L = índice de preços escolhido para aplicação

X = fator de produtividade a ser compartilhado em percentual

Z = fator de ajuste para eventos não previstos

No Brasil, o índice que habitualmente tem sido escolhido para ser aplicado na fórmula é o IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado), da Fundação Getúlio Vargas, considerado como sendo um indexador que capta a maior parte das alterações dos preços mais importantes da economia brasileira, como o do segmento dos preços no atacado. A adoção desse índice para os contratos de concessão será objeto de discussão no último capítulo.

Essa fórmula é usada para o cálculo do reajuste anual dos preços dos serviços concedidos. O mecanismo também prevê que a cada ciclo de alguns anos (quatro ou cinco anos, dependendo da indústria; no caso da distribuição de gás natural em São Paulo, cinco anos) ocorra o processo de revisão tarifária. Esse processo tem como base o fato de que as alterações em fatores como tecnologia, consumo, etc, acarretam a necessidade de que as tarifas sejam revisadas, para que reflitam exatamente as necessidades da empresa para cobrir seus custos, bem como remunerar seu capital, empréstimos, etc. O regulador procura com isso o ponto de equilíbrio para a cobertura de custos eficientes, bem como a adequada remuneração para os investimentos considerados como necessários, buscando a manutenção do equilíbrio econômico financeiro (balanço entre direito e obrigações da concessionária).

A revisão periódica é um processo de reposicionamento das tarifas. Dependendo do resultado alcançado, pode significar a necessidade de correção, para um aumento tarifário, quando da falta de receita, ou redução das tarifas, quando se verifica excesso de receita em termos de equilíbrio do contrato de concessão.

O Fator X, ou índice de compartilhamento de produtividade de uma companhia regulada, é uma maneira de antecipar melhorias em eficiência entre a concessionária e seus consumidores, entre os processos de revisões tarifárias.

<i>Empresas de Eletricidade</i>	<i>% de Fator X</i>
East Midlands Electricity	1,25
Yorkshire Electricity	1,30
Northern Electric	1,55
Southern	0,65

Tabela 1: Exemplos dos Primeiros Fator X no Setor Elétrico Inglês 1990-95

Fonte: Warburg LLC Bank

Esses ganhos em produtividade são geralmente associados com o aumento de eficiência no tocante ao item de Operações e Manutenção (O&M). Entretanto, como já explicitado antes, no tocante à revisão tarifária, esses ganhos também podem ser alcançados através de melhorias tecnológicas, eficiência financeira ou crescimento no consumo por parte dos consumidores.

A fórmula de reajuste RPI-X deve refletir também dois aspectos:

- a) Não existe necessariamente correlação entre alterações de custos na concessionária regulada e alterações nos preços dos serviços regulados, que podem ser diferentes quando comparados com as alterações de custos da economia em geral (refletido na fórmula de

reajuste pelo índice de preços);

- b) As alterações de custos de uma concessionária, em termos individuais, podem ser diferentes de alterações dos preços do segmento no qual essa concessionária esteja inserida. Essa diferença reflete quanto do processo de ganho ou da redução de preços, pelo aumento de eficiência, é apropriado pela inovação, redução de custos ou resposta à demanda dos consumidores. Por exemplo, uma empresa recém-privatizada poderia estar sendo afetada por restrições legais, ou sua habilidade em racionalizar o uso de recursos humanos. A empresa pode estar tentando melhorar algum sistema que fora mal planejado, ou manter equipamentos que requeiram significativos recursos em investimentos para a manutenção de determinados padrões que tivessem sofrido elevação não prevista no passado.

O valor de Fator X adotado por reguladores varia bastante, em função de fatores que refletem as expectativas no avanço tecnológico, crescimento da demanda e necessidades de investimentos necessários para se atingir determinados padrões de qualidade. No caso de indústrias reguladas, particularmente aquelas nas quais aspectos tecnológicos tenham possibilidades de resultar em reduções de custos por economias de escala, o Fator X terá valores positivos. Entretanto, em indústrias nas quais a necessidade de investimento de capital é grande, pode ser autorizado um fator K que exceda a X e permita que o aumento líquido das tarifas seja maior que o aumento da taxa de inflação.

A regulação eficiente dos preços em *price-cap* necessita de uma boa base de previsões para o período de crescimento da produtividade da empresa, e conhecimento do que é razoável para atingimento em termos de padrões por

parte de uma empresa individual.

O Fator X num esquema de *price-cap* adquire importância para que:

- Se possa induzir efetivamente a aumento de produtividade;
- Os benefícios do aumento de produtividade possam ser passados para os consumidores na forma de menores tarifas,
- Os preços se movam na mesma direção que os custos.

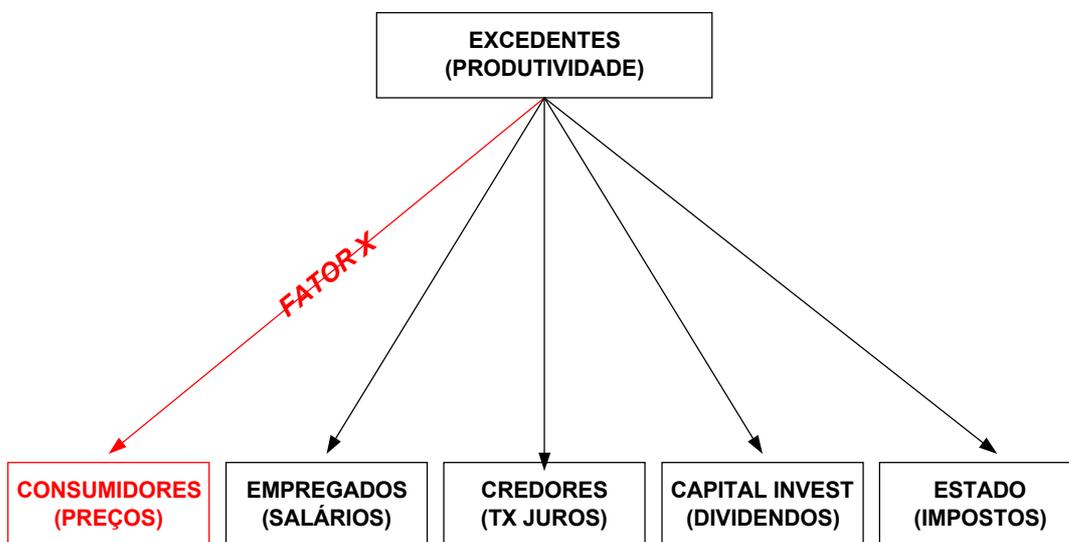


Figura 1 - DISTRIBUIÇÃO DOS EXCEDENTES DE PRODUTIVIDADE
Fonte: Baseado na Nota Técnica ANEEL nº 097/ 2001

Outro elemento da fórmula é o fator Z, que é um fator de ajuste quando o

índice de preços (no caso dos contratos de concessão de gás natural, o IGP-M) não alcança variação igual à dos custos da concessionária. Esse mecanismo tem sido usado em contratos na Argentina e Grã Bretanha para sua determinação pelo regulador, cuja função é considerar uma série de custos cujo controle não esteja ao alcance da empresa e que podem afetar a estabilidade financeira da concessão. Esses custos podem ser alterações de taxas sob gerenciamento governamental, desastres naturais, guerras ou terrorismo.

<i>SETOR</i>	<i>PAÍS</i>	<i>% de Fator X</i>	<i>Período</i>
Telecomunicações	México	2,96	1998-1999
		4,44	1999-2000
Telecomunicações	Argentina	2,00	1993-1997
		4,00	1997-1999
		5,50	1999-2000
Eletricidade	Grã-Bretanha	3,00	2000-2005
	Austrália	2,00	1996-1999

Tabela 2. O Fator X no Mundo
Fonte: Warburg LLC Bank.

A decisão de tornar as tarifas ou as receitas como teto depende em muito da disponibilidade de se obterem informações seguras, para que se possa obter boas estimativas futuras sobre vendas, bem como outros fatores, que dependem de decisões do consumidor. Outro grande desafio é a questão da necessidade de se garantir que a qualidade do serviço e as reduções de custos da concessionária sejam efetivamente repassados para o consumidor. A experiência internacional nos países em que o price-cap é aplicado demonstra que as concessionárias, quando da redução dos seus custos, tenderão a se

apropriar do excedente criado por essa redução.³

1.4.1 O Cálculo do Fator X

Para o cálculo do Fator X, a prática internacional tem mostrado diversas formas de metodologias. Podemos considerar como as mais utilizadas: Informações Históricas, por Desempenho (*Yardstick Competition*), Negociação e Desempenho dos Custos. Cada uma delas tem uma determinada característica e, conseqüentemente, vantagens e desvantagens agregadas. A seguir, uma breve descrição de cada uma delas.

- I. Informações Históricas: nos Estados Unidos, na maior parte dos setores de telecomunicações, eletricidade e gás natural, os órgãos reguladores utilizam para cálculo do Fator X de padrões históricos de produtividade. Dois tipos de medidas de estimativa de produtividade são utilizados: a direta e indireta.

A medição da produtividade direta se dá através da estimativa de ganhos, ao se comparar o histórico de fator de produtividade da indústria regulada e com o fato de produtividade da economia como um todo. O fator de produtividade é calculado pela relação entre os valores de *inputs* e *outputs* usados na produção de bens serviços. O desempenho da companhia, em termos individuais, será comparado com a média do crescimento da relação entre a produtividade da indústria e da economia total, calculada anteriormente.

³ Daí a adoção de padrões de qualidade do serviço, um aparato regulatório complementar, que garanta níveis desejáveis de atendimento. Esse mecanismo faz parte dos contratos de concessão de distribuição de gás natural em São Paulo e também de todos os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica no Brasil.

A medição indireta é o método de estimativa de ganhos de eficiência calculada pela diferença entre o aumento dos preços da empresa regulada em um determinado período e o aumento dos preços da economia em geral no mesmo período. Esse método reflete como os consumidores se beneficiam do aumento de produtividade, através de reduções de preços reais.

II. Desempenho: outra forma de cálculo se dá através do uso do conceito de Desempenho por Comparação, ou *Benchmarking*. O regulado compara o desempenho de produtividade da empresa individual com outras empresas semelhantes reguladas, e o Fator X é fixado em antecipação de desempenho da empresa em questão em relação a outras empresas do mesmo segmento.

III. Negociação: no Reino Unido, a fixação do percentual de Fator X tem sido um contínuo processo de negociação entre o regulador e as empresas dos segmentos regulados, e cada regulador executa uma espécie de “modelo filosófico” para concluir por um determinado número. O fato é que os métodos citados anteriormente necessitam de uma base de dados bem firme, como, por exemplo, boas projeções de crescimento de mercado das empresas, estudos considerados consistentes para o cálculo de custo de capital. Entretanto, para o método da Negociação, mais do que dados, é necessário uma grande parcela de arbitrariedade por parte do regulador e, por parte da concessionária, habilidade em barganhar quanto de seus ganhos será compartilhado com seus consumidores.

IV. Desempenho dos Custos: este método fixa X baseando-se na trajetória das receitas, como reflexo dos investimentos futuros programas de

reduções de custos. Esse método permite que, ao longo de cada ano, seja possível a fixação de diferentes valores de X , obedecendo, por exemplo, a trajetória futura dos preços. Como exemplo, temos que o órgão regulador dos aeroportos na Inglaterra permitiu a cobrança de maiores tarifas no início do período da sua privatização da empresa de aeroportos (*BAA – British Airports Authority*), a fim de, com isso, permitir a construção do terminal 5 do Aeroporto de Heathrow. Essa metodologia envolve uma abordagem em termos de estudos mais voltada para o futuro do que as outras metodologias. Esse fato ressalta a necessidade de que o regulador exercite maior acuidade na condução das revisões tarifárias, abrindo espaço maior para riscos regulatórios, visto sob o ângulo das empresas reguladas.

Em resumo, podemos alinhar as metodologias em termos de vantagens e desvantagens, conforme a tabela a seguir, tendo como muito importante ressaltar que a melhor conveniência está em analisar o estágio de desenvolvimento e a possibilidade de obtenção de dados da indústria objeto de regulação.

<i>Metodologia</i>	<i>Necessidades</i>	<i>Dificuldades</i>
Informações Históricas	Metodologia Científica para a determinação de ganhos de produtividade. Dados confiáveis e facilmente disponíveis.	A produtividade histórica não necessariamente reflete potencial de ganhos futuros, mais precisamente em indústrias que sofrem rápidas mudanças.
Desempenho por Comparação	Metodologia científica para a determinação de ganhos de produtividade. Dados confiáveis e facilmente disponíveis.	As diferenças intrínsecas entre as concessionárias requerem a construção de complexos modelos.
Negociação	Não são necessários dados Maior o ganho quanto maior for o poder de barganha	Como o método não é científico, aumenta a arbitrariedade. Potencial perda de ganhos se não houver uma boa negociação.
Desempenho de Custos	Método científico. Análise individual de cada concessionária. Análise do futuro, não do passado da concessionária. Dados disponíveis e acurados.	Devido a individualização das análises (feita por empresa), necessita de grande esforço em termos de tempo e trabalho.

Tabela 3 . Comparação de Metodologias de Cálculo do Fator X

1.5.1 O *price-cap* e o Fator X no Brasil: o caso Escelsa

No Brasil, a aplicação da metodologia de *price-cap* RPI-X foi iniciada com o contrato de concessão da empresa de distribuição de energia elétrica do Espírito Santo, a Escelsa. Essa empresa foi privatizada em 1995 e em seu contrato de concessão prevê-se que a revisão periódica das tarifas deve ocorrer a cada três anos. O seu primeiro processo de revisão tarifária ocorreu em 1998. Em 1999, teve pela primeira vez aplicado o fator de compartilhamento de produtividade, conforme demonstrado na tabela a seguir:

<i>Período</i>	<i>%</i>
1999	1,5
2000	0,8
2001-2005	1,9

Tabela 4 – O Fator X na Escelsa
Fonte: ANEEL

Para o cálculo do Fator X a ser aplicado para o período 2001-2005, a ANEEL realizou processo de audiência pública, visando a coleta de contribuições de toda a sociedade. Dessa forma, temos um exemplo muito importante de como foram realizados o cálculo e sua metodologia, e que muito provavelmente servirá como paradigma para os outros contratos de concessão, tanto do setor elétrico como do gás natural. Para podermos entender a magnitude de todo o processo e a sua complexidade, será feita a seguir uma rápida apresentação do estudo realizado pela ANEEL, dado que sendo o primeiro processo, certamente servirá como paradigma nos outros processos. Da mesma forma, esse procedimento serve como exemplo do poderá ser utilizado também nos contratos de distribuição de gás natural em São Paulo. Daí é que consideramos importante um pequeno resumo sobre o que foi realizado e o que significa esse processo.

De acordo com a Nota Técnica ANEEL 097/2001, a revisão tarifária da Escelsa foi assim conduzida:

a) Cálculo do reposicionamento tarifário: inclui o cálculo da receita requerida, receitas verificadas de suprimento para outras concessionárias e receita verificada (receita final com tarifas reguladas, baseadas no mercado de venda de energia elétrica).

$$RT = [(RR - DRV) / RV]$$

em que:

RT = Reposicionamento Tarifário

RR = Receita Requerida: obtida nos 12 meses do Ano-Teste escolhido, representa a receita necessária para permitir a cobertura de custos operacionais considerados necessários e proporcionar a adequada remuneração dos investimentos.

RV = Receita Verificada: corresponde, exclusivamente, à receita de fornecimento aos consumidores finais de energia elétrica, calculada com as tarifas vigentes e o mercado de venda do ano-teste.

DRV = Demais Receitas Verificadas: correspondem às receitas de suprimento às outras concessionárias de energia elétrica e outras receitas, como atividades extraconcessão. A primeira é definida pelo produto das tarifas vigentes e o respectivo mercado de venda no ano-teste.

a) Para o cálculo da Receita Requerida

Para a obtenção desse indicador, são necessários os seguintes elementos:

- Definição do ano-teste;
- Base de remuneração;

- Taxa de retorno e estrutura de capital;
- Remuneração do capital;
- Despesa operacional;
- Encargos tarifários.

b) Definição do ano-teste

O Ano-Teste é o período de doze meses adotado para determinar a receita verificada e a receita requerida.

c) Base de remuneração tarifária

Para o cálculo da receita requerida, é necessário obter o valor tarifário adequado para remunerar os investimentos necessários e cobrir os custos operacionais considerados eficientes. No caso Escelsa, foi adotado um valor próximo ao calculado com base nos princípios *US GAAP*.

d) Taxa de retorno e estrutura de capital

É utilizada a metodologia de Custo Médio Ponderado de Capital.

e) Despesa Operacional

Calculada com base na evolução histórica dos custos da empresa, bem como em estudos realizados para analisar o comportamento das variáveis macroeconômicas do estado do Espírito Santo.

RESULTADO: De acordo com a Nota Técnica da ANEEL, a utilização dos parâmetros acima resultou que a base de remuneração tarifária (RT – Reposicionamento Tarifário) deverá sofrer acréscimo de 19,89%.

f) O Fator X

O regulador escolheu como metodologia comparar os custos da Escelsa com os custos do mercado não regulado, entendendo que essa alternativa, além de mais factível em termos de disponibilidade de dados, é aquela que está de acordo com o regime de *price-cap*, sob o qual “é tarefa do órgão regulador sinalizar no sentido de que os custos da empresa sejam compatíveis com os níveis de custos do mercado não regulado”, pois “quando os custos e os preços no mercado regulado estiverem semelhantes aos do mercado não regulado, o papel do órgão regulador estará sendo cumprido a contento”⁴.

A formulação matemática de cálculo do fator foi determinada da seguinte

⁴ Nota Técnica ANEEL 097/2001.

maneira:

$$X = X^p \times \alpha + X^e$$

em que:

X = produtividade total estimada (Fator X)

X^p = produtividade técnica

X^e = produtividade econômica

α = prêmio por eficiência técnica e qualitativa

1) Produtividade Técnica

Nesse item, foi estimada a variação média da produtividade técnica possível, observando-se as variações das quantidades físicas a preços constantes. Três fórmulas foram utilizadas para compor esse item:

$$X^t(y,c) = M_i/H_i$$

$$X^m = ((X^t_{n-1}/X^t_{n-2} + X^t_n/X^t_{n-1}) \cdot 1) - 1) \cdot 100$$

$$X^p = (X^m - PIB^d)$$

em que:

H = homem/hora alocado no processo produtivo

M = mercado físico MWh

y = quantidades físicas dos produtos

c = quantidade física dos insumos

i = 1,2,...n

n = número de períodos entre as revisões menos 1

X^t = produtividade técnica da empresa

X^m = produtividade técnica média da empresa

X^p = meta de produtividade técnica a ser alcançada pela concessionária

PIB^d = Produto Interno Bruto deflacionado

2) Produtividade econômica

A Nota Técnica explica que esse item tem seu cálculo baseado no fato de que os reajustes tarifários anuais, os custos de *pass-through* (não gerenciáveis pela concessionária) são repassados automaticamente e a parcela de IGP-M é aplicada diretamente no que se refere à margem (custos gerenciáveis pela concessionária). Dessa forma, a concessionária depende de si própria para gerenciar esses custos da segunda parcela, podendo fazê-lo a custos próximos do mercado não regulado. Esse gerenciamento, se otimizado, resulta que o equilíbrio econômico financeiro da concessão saia da posição inicial, o que “identifica a presença de excedentes ou lucros extraordinários”⁵. A sua formulação matemática segue abaixo:

$$X^e = \frac{(IVI - INR) \cdot VPB_c}{VPB}$$

em que:

X^e = produtividade econômica

IVI = índice de preços do mercado regulado (IGP-M)

⁵ Nota Técnica ANEEL 097/2001

INR = índice de preços do mercado não regulado (IPCA)

VPB_c = parcela de custos de Operação e Manutenção (parte de VPB)

VPB = parcela de custos gerenciáveis pela concessionária

3) Prêmio por Eficiência Técnica e Qualitativa

Segundo a Nota Técnica da ANEEL, a empresa apresentou um baixo índice de qualidade de atendimento, porém uma melhor avaliação quanto aos indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica.

RESULTADO: O método de cálculo do Fator X resultou num percentual a ser aplicado na fórmula de reajuste de 1,89%.

Todo esse processo é um importante exemplo da complexidade que se exige do regulador no estabelecimento dos procedimentos para aplicação dessa forma de regulação. Daí a relevância que se reveste de que essa breve apresentação tem para o entendimento das necessidades que o regulador da distribuição de gás natural de São Paulo tem para o bom encaminhamento de suas atividades.

Da mesma forma, o processo também revela o caráter de discricionariedade que tem o regulador para a sua efetivação. Como lições a serem tiradas:

- 1) O regulador, em que pese estar em meio a uma revisão ordinária, relevou a reestruturação das tarifas para outro momento, mantendo-se dessa forma a mesma distribuição das tarifas e aplicando apenas o percentual para seu reposicionamento, alegando a excepcionalidade do momento em que vive o setor elétrico. Essa é uma questão delicada, mas que a nosso ver tem justificativa, dado que alterações que terão seus efeitos perdurando por mais um período de quatro anos poderão até mesmo inviabilizar a sua operação se não for realizada com grande cuidado. Porém, perde-se uma excelente oportunidade para a aplicação de política regulatória que possa, se não eliminar, reduzir os subsídios cruzados entre os diversos segmentos de consumidores cativos de energia elétrica.

- 2) Dentre os parâmetros utilizados para o cálculo da nova base tarifária, utilizou-se um critério de que 2% das receitas advindas de atividades extraconcessão seriam apropriadas para modicidade das tarifas. Esse percentual não tem rigor científico e já havia sido considerado anteriormente como sendo de 10%. Essa alteração teve como justificativa que percentuais elevados desestimulam o investimento nessas atividades, o que não seria eficiente. Haveria, então, se houvesse uma qualificação melhor da origem dessas receitas, se realmente são advindas de atividades nas quais se compartilham ativos já existentes, e com isso, obter ganhos de produtividade para toda a economia. Corre-se o risco de que, eventualmente, os consumidores cativos de energia elétrica poderiam estar financiando consumidores de outras atividades que a concessionária esteja operando.

- 3) A introdução do prêmio por eficiência técnica e de qualidade de fornecimento como o terceiro elemento no cálculo do Fator X é um item que deve ser considerado importante, pois é um item que tem relação direta com a forma com que o consumidor percebe diretamente como está sendo atendido pela concessionária. Esse componente é um avanço para a metodologia a ser empregada também para os serviços de distribuição de gás natural, ainda mais se for considerado o fator de ampliação de universalização (aumento do número de consumidores).
- 4) Entendemos ser necessário que se realizem mais estudos no sentido de que as metodologias empregadas no cálculo de remuneração e estrutura do capital investido, pois as distorções e instabilidades em nosso mercado financeiro, especialmente no mercado de capitais, e dado que esse mesmo cálculo leva em conta o risco de investimento em nosso País, eventualmente seja levado a sobrevalorizar esse risco. Dessa forma, os investidores estariam sendo remunerados além da conta em termos de avaliação do retorno de seu capital, bem como de terceiros.
- 5) A utilização do indicador de produtividade homem/hora e mercado, dentro do fator de produtividade técnica, pode resultar em falsa indicação. Se um consumidor de grande porte se tornar livre e, conseqüentemente, sair do mercado da concessionária, poderá levar a um resultado artificial, inflando ou reduzindo o indicador, sem que a concessionária tenha tido nenhuma interferência para tal.

Essa análise mostra que é extremamente importante o desenvolvimento técnico regulador, dado o alto grau de discricionariedade envolvido nessa forma de regulação. Essa discricionariedade reflete na forma de escolha de indicadores como do seu acompanhamento. A extrapolação desses quesitos para a regulação da distribuição de gás natural em São Paulo será realizada no último capítulo.

CAPÍTULO 2 – A SITUAÇÃO EM OUTROS PAÍSES

2.1 A Experiência Internacional de Regulação de Mercados de Gás Natural

Em várias regiões do mundo, especialmente nos EUA e Europa, os países têm procedido à revisão das respectivas legislações de produção, transporte e distribuição de gás. A tendência dessas revisões tem sido no sentido de reduzir os monopólios e induzir o mercado de gás natural num modelo de competição.

Vários instrumentos são usados, como o de remoção de monopólios, privatização, acesso aberto às redes de gasodutos e o uso de entidades reguladoras para se aplicar uma política de mercado.

Antes disso, porém, a legislação sempre foi considerada um ato de importância, mesmo em países nos quais vigora o regime de monopólio estatal. Também se deve levar em conta o fato de que, na maioria desses países, o gás tem uma importância como energético muito mais relevante que no Brasil.

Na maioria dos países europeus, as empresas de distribuição de gás têm sua origem como empresas estatais, operando em regime de monopólio. Nos

Estados Unidos, a tradição de regulação é mais antiga, apesar de estar estruturada de maneira totalmente diferente de outros países. Para se ter uma idéia de como a história do gás é antiga nos EUA, até metade do século XX a produção de gás natural se caracterizava por ser um negócio totalmente norte-americano.

Como exemplo da preocupação existente com as questões regulatórias atualmente existentes, temos o caso da União Européia. O processo de unificação econômica levou a que se formasse um entendimento mínimo em termos de legislação da atividade da indústria de gás natural. Assim, embora cada país da União Européia tenha sua própria legislação, foram criadas as chamadas Regras Comuns para o Mercado Interno de Gás Natural – Diretiva 98 (ver Anexo IV), que são normas gerais para unificação de conceitos. Como exemplo, vemos a preocupação na organização dos mercados, na forma de estimular a competição entre todos os agentes da cadeia da indústria – produção, transporte, distribuição e comercialização. Também se considera importante a preservação do chamado livre acesso (arts. 14 a 23) tanto para as redes de distribuição como de transporte (manutenção da competição e, com isso, redução dos preços).

A Diretiva 98 aponta para a abertura dos mercados dos países para a competição e implantação do livre acesso aos sistemas de transporte. De maneira geral, estabelece-se o conceito da importância da introdução da concorrência e aumento da dinâmica do mercado de gás natural. Todos os países reconhecem, ao mesmo tempo, a necessidade de se garantir o livre acesso e limitações, como falta de capacidade e eventuais dificuldades na aplicação de cláusulas contratuais de “*take or pay*”.

Entretanto, de acordo com *Percebois (1999)*, as aspirações no sentido de liberação do mercado de gás natural, com o conseqüente aumento da competição entre os agentes, não são de fácil implementação. Vários são os obstáculos, como, por exemplo, as diferentes formas de estruturas da indústria de gás nos países membros e montante de gás natural que é utilizado na geração de energia elétrica. De acordo com *Percebois (1999)*, são três as principais características em que podem ser classificados os países europeus membros da UE:

- Os países em que a indústria do gás natural é relativamente integrada e ainda não sofreu desregulamentação. Esse é o caso da França, Itália, Grécia, Irlanda (nos quais o capital estatal é predominante) e Bélgica (capital privado é predominante).
- Os países nos quais o processo de desregulamentação foi iniciado, mas onde a integração ainda não é predominante (Espanha, Holanda e Alemanha). Na Espanha e Alemanha a indústria já foi privatizada.
- A terceira categoria é do país em que a desregulamentação, desverticalização e privatização são mais avançadas, que é caso único da Grã-Bretanha. Esses conceitos foram descritos na parte de Introdução do trabalho.

Na página seguinte, uma breve descrição sobre a estrutura da indústria de gás natural na Europa:

<i>País</i>	<i>Importação/Exportação</i>	<i>Exploração/Produção</i>	<i>Transporte</i>	<i>Distribuição</i>
França	Monopólio GdF (estatal)	ELF ALQUITAINE	Quase monopólio GdF	Quase monopólio GdF e mais distribuidoras locais
Itália	SNAM (ENI) Monopólio de fato	AGIP (ENI)	SNAM quase monopólio	Distribuidoras locais (75%)
Bélgica	Distrigaz monopólio	Nenhum produtor	Distrigaz monopólio	Distrigaz e distribuidoras locais
Espanha	Gas Natural monopólio	REPSOL	Gas Natural	ENAGAS (50%) Gas Natural (40%) distribuidoras locais (10%)
Holanda	GASUNIE monopólio	Vários produtores	GASUNIE quase monopólio	Distribuidoras locais (120)
Alemanha	RUHRGAS monopólio	BEB, MOBIL, WINTERSHALL	RUHRGAS, THYSSENGAS	576 distribuidoras locais
Grã Bretanha	Aberto à competição	Aberto à competição (8 empresas)	TRANSCO monopólio com regulação	Aberto à competição Várias empresas participantes/comercializadores

Tabela 5 – Estrutura da Indústria Europeia de Gás Natural - 1998

Fonte: Percebois 1999

Entretanto, a simples edição da Diretiva não é condição final para a transformação da indústria. Ainda segundo *Percebois (1999)*, no caminho para implantação dessa nova política na Europa, várias são as questões que devem ser colocadas, como por exemplo:

- Qual deve ser de fato a definição do que é serviço público?
- Quem e como deve ser o regulador no futuro?
- Como deve ser feita a transição do atual ambiente para o novo? Como devem ser financiados os custos “*stranded*”?
- Como compatibilizar as opções de política energética dos países membros?

Percebois entende que, apesar das drásticas mudanças que a indústria do gás na Europa está sofrendo, a reestruturação envolvendo a abertura para a competição poderá trazer maior desenvolvimento, havendo então a necessidade de limitação das rendas de monopólio que ainda estiverem ocorrendo. Para isso, é necessário que se construa uma “nova regulação” na Europa, primeiramente pelos governos federais e depois pela própria instituição da União Européia.

Da mesma forma, tendo em vista a possibilidade e intenção de implementação de políticas de integração energética na América do Sul, especialmente entre os países do Mercosul, ou como no caso do Gasoduto Bolívia-Brasil, essas questões merecem ser estudadas, tendo em vista até as características das economias e maturação dos respectivos mercados de gás natural.

A seguir, uma breve explanação das formas de regulação em alguns países.

2.2 A Regulação em outros Países

2.2.1. Argentina

A reestruturação da indústria de gás da Argentina foi iniciada em 1992. Foi criada a entidade reguladora, a Enargas - Ente Nacional Regulador Del Gas, autarquia que faz parte do Ministério de Economia, visando ao melhoramento da qualidade do serviço, aumento dos índices de segurança, além de adequar o quadro tarifário às necessidades da realidade econômica. Como órgão regulador, a Enargas tem emitido diversas normas, regulando tanto o papel dos fornecedores como dos consumidores.

Como regulador e fiscalizador, tem como função:

- Prevenir condutas anticompetitivas e discriminatórias;
- Ajuste de tarifas e revisão de sua metodologia;
- Regras técnicas e de segurança quanto ao transporte, distribuição, estocagem, expansão das redes de distribuição e transporte;
- Aprovação de modelos de contratos;
- Qualidade do gás;
- Investimentos;

- Promover audiências públicas e atendimento a reclamações de consumidores;
- Aplicar multas e promover a proteção das instalações e do meio ambiente.

A próxima tabela compara a organização do mercado argentino de gás natural antes e depois da reestruturação:

	Antes da Reestruturação	Depois da Reestruturação
Produção de Gás	<ul style="list-style-type: none"> • Preço regulado • Mercado concentrado • Ministério de Obras e Serviços Públicos estabelece preços do gás 	<ul style="list-style-type: none"> • Preço negociado livremente • Mercado menos concentrado • Engraxas autoriza a tarifa e as variações do preço do gás
Serviços de Transporte e Distribuição	<ul style="list-style-type: none"> • Gas del Estado, estatal, único comprador e vendedor de gás • Ministério de Obras e Serviços Públicos estabelece tarifas para usuários 	<ul style="list-style-type: none"> • 2 Cias. de Transporte • Mercado de acesso aberto <ul style="list-style-type: none"> • Tarifas reguladas • Transportadoras não podem comprar nem vender gás • 8 Cias. de distribuição <ul style="list-style-type: none"> • Lucros derivados exclusivamente do serviço de distribuição
Autoridade Reguladora	<ul style="list-style-type: none"> • Secretaria de Energia <ul style="list-style-type: none"> • Gas del Estado 	<ul style="list-style-type: none"> • Secretaria de Energia (exploração e produção) • Enargas (transporte e distribuição)
Atuação	<ul style="list-style-type: none"> • Nacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Nacional

Tabela 6 - Organização da Indústria Argentina de Gás
Fonte: Informe Enargas, 1994.

Nove empresas agora fazem o serviço de distribuição de gás natural: GasNor, Distribuidora de Gas Del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana, Camuzzi Gas Del Sur, Gas Nea, Litoral Gas, Camuzzi Gas Pampeana,

MetroGas e Gas Natural BAN. São duas empresas de transporte, sem exclusividade geográfica: Transportadora Gas Del Norte e Transportadora Gas Del Sur.

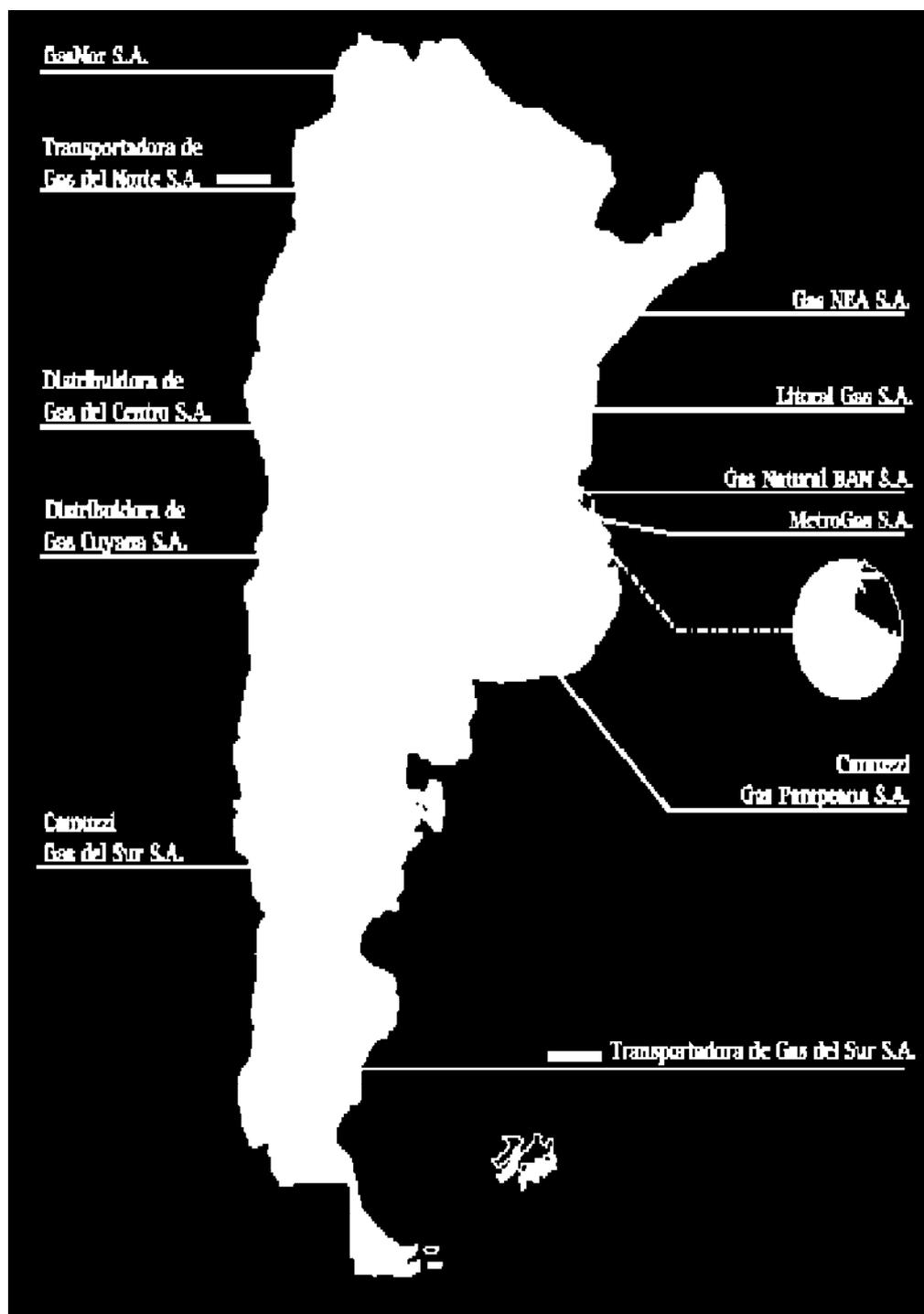


Figura 2 - ÁREAS DE ATUAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS E TRANSPORTADORAS – ARGENTINA
Fonte: ENARGAS

As tarifas de distribuição de gás natural também são reguladas pelo ENARGAS, através de um sistema de *price-cap*, enquanto o preço do produtor é negociado livremente.

As tarifas de distribuição são divididas da seguinte forma: residencial, para serviços em geral, venda interruptível, grande consumidor, automotivo. O consumidor classificado como serviço geral não precisa ter consumo mínimo contratual, nem contrato, contrariamente a todas as outras classificações.

Todas as tarifas são binomiais, ou seja, compostas de dois termos: um referente ao consumo efetivo do consumidor no período e um componente fixo. Para o segmento residencial, existe um valor mínimo de fatura. A tarifa aplicada ao grande consumidor ou subdistribuidor também possui componente proporcional à capacidade alocada no gasoduto para atender a esse consumo. Além disso, também são aplicáveis a esses casos as modalidades de fornecimento firme e interruptível.

Considerando-se que o controle das tarifas de gás natural na Argentina é em dólares, através de um indicador conhecido como PPI, são os seguintes os tipos de reajuste tarifário:

1 - Periódico com tratamento prestabelecido – motivado por variação no preço do gás natural comprado, custo no preço do transporte e variações nos indicadores de mercado internacional.

2 - Ocasional – motivado por alterações na legislação tributária, que incidem

nas tarifas do gás natural, ou circunstâncias objetivas e justificadas.

3 - Revisões quinquenais – nas revisões tarifárias, os valores máximos das tarifas são reajustados em função das variações do indicador PPI, bem como ajustes derivados de ganhos de produtividade das empresas, que são repassados aos consumidores cativos (Fator X).

Nos primeiros cinco anos após a privatização e desmembramento da Gas Del Estado, não foi considerado o Fator X.

2.2.3 Estados Unidos

Como já citado anteriormente, os Estados Unidos têm tradição de regulação sobre a indústria do gás. A estrutura do setor de gás é bastante diferenciada por região do País, constituindo-se de oito mil produtores, vinte e três sistemas de transporte interestaduais, cento e sessenta empresas de transporte e cerca de mil e quinhentas empresas de distribuição de gás. Todo esse sistema é para fornecimento para cinquenta e oito milhões de consumidores em todo o país. É um dos maiores consumidores de gás natural, sendo um dos primeiros na sua utilização.

A fiscalização é feita, em âmbito federal, pela FERC - *Federal Energy Regulatory Commission*, que tem um papel de semilegisador e controla os preços de “boca de poço”, os preços e outros termos de venda de empresas de transporte a empresas de distribuição, a política de comercialização e regras de fixação de preços pelas empresas de distribuição aos consumidores e,

finalmente, a construção de gasodutos interestaduais por empresas de transmissão. Os órgãos regulatórios estaduais, chamados de Public Utility Commission, normalmente controlam as concessões e as obrigações das empresas de distribuição, as políticas de preços e de marketing (dentro de normas estabelecidas pelo FERC) e também a construção de gasodutos.

Em 1978, foi promulgada a Natural Gas Policy Act - Lei da Política do Gás Natural, que iniciou um processo de liberação dos preços “boca de poço”. Posteriormente, foram editadas as Ordens FERC 436, 451, 500, 636 e 637, estas últimas no ano de 2000, facilitando o acesso de consumidores aos gasodutos e desregulando o serviço. Com isso, o objetivo da FERC tem sido o de tentar estimular a competição no setor de gás, garantindo preços mais baixos ao consumidor e, ao mesmo tempo, dar a este último capacidade de escolha. Independentemente do sucesso ou insucesso da atividade regulatória americana, reconhece-se a intenção de manter o mercado de gás nos EUA sob constante observação das autoridades.

2.2.4 França

A indústria de gás francesa é dominada por uma empresa estatal, a Gaz de France (GdF). Essa empresa detém o monopólio legal da importação de gás, e o monopólio virtual da rede de transporte e distribuição que atende aos consumidores residenciais, comerciais e pequenas indústrias.

Os direitos de monopólio sobre a distribuição permitem duas exceções: empresas municipais, que já existiam em 1946, e pequenas empresas, cuja produção média anual esteja abaixo de um determinado volume.

A principal legislação do setor de gás é a Lei nº 46.628, de abril de 1946, que nacionalizou os serviços de gás e eletricidade. O modo de supervisionar o mercado de gás é através do contrato de concessão concedido a entidade pública ou privada (a combinação do disposto nos artigos 1 e 3 da Lei 46.628, que na prática significou a concessão do monopólio legal para a GdF), que determina os direitos e obrigações da autoridade concedente e concessionária. A concessão é dada em bases zonais, estendendo-se sobre uma área geográfica específica, representada por um ou mais condados. Para concessões ocorridas antes de 1982, suas condições são baseadas nas especificações fixadas nos Decretos nº 50-1371e 61-1191. As empresas são obrigadas a seguir os princípios do serviço público, alguns dos quais são:

- O princípio da igualdade, que implica em assumir todos os encargos fixados nas determinações de caráter técnico, bem como aplicar as mesmas tarifas e as mesmas condições em geral.
- O princípio de continuidade, que determina que todos os usuários sejam servidos pelo que se requer no serviço e receber sem interrupção, de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão.

Pela legislação, os ministérios responsáveis pela regulação da indústria de gás são os da Indústria e da Economia e Orçamento.

2.2.5 Inglaterra

Cerca de 30 companhias são autorizadas a fornecer gás natural para o Reino Unido. Dentre elas, temos a Amoco, Mobil, Texaco, Shell e BP, ativas no mercado de gás como produtoras e exploradoras. Mas a principal fornecedora de gás é a British Gas plc, que foi privatizada em 1986. As operações são conduzidas sob autorização concedida pela Secretaria de Estado do Departamento de Comércio e Indústria (DTI).

Um sistema integrado de regulação foi estabelecido em 1986, cujos principais componentes são:

- O Gas Act, que fixou as regras de operação sobre o fornecimento da indústria do gás;
- O Office of Gas (Ofgas), o órgão central de regulação da indústria do gás;
- O Gas Consumers Council (GCC), o principal órgão de atendimento dos consumidores;
- O MMC (Monopolies and Mergers Commission).

Também são objeto de regulamentação os termos de produção e exploração de gás, tanto *onshore* como *offshore*, governadas pelo Petroleum Production Landward Areas/Seawards Areas Act.

O Gas Act e os órgãos mencionados têm completo controle sobre todos os aspectos ligados à indústria do gás em todo o Reino Unido. Como exemplo, o

Gas Act aboliu o privilégio de exclusividade que a British Gas desfrutou em relação ao fornecimento de gás durante anos. Várias obrigações foram impostas ao fornecedor de gás: desenvolver e manter um eficiente, coordenado e econômico sistema de oferta de gás, e dever concordar com qualquer pedido de suprimento de gás, onde for economicamente vantajoso. A British Gas foi obrigada a publicar a tabela de preços de gás firme e interruptível. Outra preocupação da legislação inglesa é com a questão da competitividade entre as empresas de gás, estabelecendo que a competição deveria ter sua velocidade de implantação mais rápida do que originalmente previsto. Assim, a posição de predomínio da BG foi se atenuando ao longo do tempo, como resultado de que se incentivou a entrada de novos agentes no mercado de gás natural. Esse novo quadro resultou em redução da comercialização através de contratos de “*take or pay*”, que foram gradativamente sendo substituídos por mercado “*spot*” e futuro de gás natural.

Em 1995, foram publicadas emendas ao Gas Act, chamadas de Gas Bill, alterando os tipos e os termos de concessão de licença de gás, bem como introduzindo padronização das condições para exploração das licenças.

Em termos da regulação da distribuição de gás natural, as tarifas são determinadas através de fórmula *price-cap*, cujos parâmetros são estabelecidos em períodos de cada quatro anos pelo órgão regulador, o OFGAS. A fórmula também estabelece mecanismo de compartilhamento de ganhos de produtividade com os seus consumidores cativos, o Fator X. A fórmula é a seguinte:

$$\text{Preço médio (em Btu)}_t = 1,015 (1 + \text{RPI-X}) \text{ preço médio}_{t-1} + (F_t - Z_t) 18,388 \text{ pence} + E_t - K_t$$

em que:

Preço médio em Btu = é o máximo no período t

Preço médio $t-1$ = a máxima tarifa no período t-1

RPI = variação de preços em porcentagem entre os períodos t e t-1

X = porcentagem de eficiência estipulada pelo regulador a ser compartilhado com os consumidores

F_t = variação do preço de aquisição de gás natural pela concessionária

Z_t = porcentagem do fator de eficiência calculado pelo regulador para induzir reduções no preço de aquisição do gás natural

E_t = porcentagem que indica melhora na eficiência nos usos finais do gás natural

K_t = índice destinado a corrigir distorções de custos eventualmente apurados pela concessionária no intervalo entre os reajustes tarifários.

Em 1992, o OFGAS estabeleceu o Fator X em 5% para as tarifas dos consumidores cativos da distribuição. A então única fornecedora, a British Gas (BG), recorreu ao órgão de controle, alegando que esse índice de redução das tarifas estaria colocando em risco seu plano de investimentos. O pedido foi acatado e o índice foi reduzido para 4%, a partir de 1994, porém sob as seguintes condições:

1. Tendo em vista a preocupação do regulador com a concentração de mercado que a BG então detinha, recomendou que esta vendesse o seu segmento de comercialização;
2. Que os segmentos de transporte e estocagem de gás natural deveriam ter suas tarifas reguladas.

O governo britânico não acatou totalmente essas condições e, em vez de venda de partes da companhia, foi exigida a separação contábil das atividades de transporte/estocagem e comercialização da BG. Com isso, foram criadas duas companhias, a Centrica, que ficou responsável pela produção, vendas e comercialização, e a BG plc, responsável pelas atividades de transporte e armazenagem. Adicionalmente, foi criada a Transco, que faz parte da estrutura corporativa da BG plc e que é a operadora das instalações de transporte e armazenagem.

Uma lição importante da experiência inglesa reside no fato de que a introdução da competição encontrou na estrutura verticalizada da BG um forte ponto de resistência, pois os novos agentes que entravam em operação necessitavam de suas redes para atuar, e as medidas de livre acesso não foram suficientes para efetivar o processo de competição.

Este fato é um exemplo significativo das dificuldades encontradas pelos órgãos reguladores para estabelecer os parâmetros considerados como de equilíbrio para o controle das concessões.

Capítulo 3. A Indústria do Gás Natural no Brasil

3.1. História e Formação

A indústria do gás no Brasil começou em 1854, quando da inauguração da iluminação a gás de carvão na cidade do Rio de Janeiro. Alguns anos depois, foi inaugurada em São Paulo a The São Paulo Gas Company, também com o objetivo de promover a iluminação pública. A partir do início desse século, encontraremos cerca de 11 empresas em todo o País, em cidades como Porto Alegre, Recife, Belém, Santos e Salvador.

Porém, o rápido crescimento e desenvolvimento do setor elétrico, aliado à entrada do gás liquefeito de petróleo (GLP) em botijões, resultou num processo de estagnação, ou mesmo de involução do gás no Brasil. O GLP, através de uma política de subsídios, conquistou o mercado de cocção de alimentos, e a energia elétrica dominou o setor de iluminação.

Assim, o mercado de gás canalizado se restringiu, ao final da década de 50, às empresas de São Paulo (COMGÁS - Cia de Gás de São Paulo) e Rio de Janeiro (CEG - Cia. Estadual de Gás). No fim dos anos 60, as empresas, que eram privadas, passaram para o controle do Estado, e o gás distribuído passou a ser produzido a partir da nafta, substituindo o coque.

O início da distribuição de gás natural começou ainda na década de 60, quando a PETROBRÁS fornecia o combustível para algumas indústrias localizadas em áreas próximas aos poços. A sua distribuição foi ampliada com a construção do gasoduto Sergipe-Bahia, e posteriormente a descoberta de gás e petróleo no Rio Grande do Norte permitiram a ligação de várias outras regiões através do gasoduto do Nordeste, que atravessa vários estados e alimenta importantes indústrias ao longo de seu traçado.

No Rio de Janeiro, a distribuição de gás natural pela CEG só se iniciou em 1983. Em São Paulo, a COMGÁS até 1988 só distribuía gás produzido a partir da nafta e GLP. Com a construção do gasoduto Rio de Janeiro-São Paulo pela PETROBRÁS, a empresa começou a distribuir esse tipo de combustível na Região Metropolitana de São Paulo. A partir de 1992, a COMGÁS iniciou a distribuição de gás natural produzido na Bacia de Santos na Região da Baixada Santista (litoral do Estado de São Paulo, mas para fins de uso exclusivamente industrial).

3.2. A Atual Estrutura do Setor no Brasil

Desde 1988 a Constituição Brasileira garante aos Estados a exclusividade da exploração do serviço de distribuição do gás canalizado, porém somente através de empresas estatais. Esse dispositivo alterou profundamente o setor, estimulando os Estados que não tinham a criarem suas próprias companhias de gás. Com isso, cresceu o número de empresas de distribuição, pois até aquele ano apenas 3 empresas existiam e somente 2

operavam, a CEG - Rio de Janeiro e COMGÁS - São Paulo. Hoje, no Brasil, temos 15 empresas em operação, conforme tabela abaixo:

<i>Companhia</i>	<i>Estado</i>	<i>Vendas Diárias (10³ m³)</i>
ALGÁS	ALAGOAS	426
BAHIAGÁS	BAHIA	3.563
BR DISTRIBUIDORA	ESPIRITO SANTO	766
CEG	RIO DE JANEIRO	2.728
CEG RIO	RIO DE JANEIRO	1.922
CEGÁS	CEARÁ	213
COMGÁS	SÃO PAULO	4.937
COMPAGÁS	PARANÁ	187
COPERGÁS	PERNAMBUCO	706
EMSERGÁS	SERGIPE	153
GASMIG	MINAS GERAIS	891
PBGÁS	PARAÍBA	177
POTIGÁS	R.G. DO NORTE	146
SCGÁS	SANTA CATARINA	458
SULGÁS	R.G. DO SUL	193

Tabela 5: Cias. Regionais de Distribuição de GN e Vendas Brutas
 Fonte: Revista Brasil Energia Nov/2000 e Abegás

Além disso, temos também as seguintes empresas que ainda não estão em operação: CEB (Distrito Federal), CIGÁS (Amazonas), Gás Brasileiro (Região Norte/Noroeste do Estado de São Paulo) e Gás Natural São Paulo Sul (Região Sul do Estado de São Paulo).

A tabela a seguir dá a dimensão do atual estágio de produção de gás natural no País:

Descrição	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	99/98 (%)
Brasil	6.291	6.609	7.007	7.398	7.756	8.091	9.214	9.865	10.833	11.898	9,83
Terra	2.280	2.480	2.752	2.881	2.858	2.947	3.335	3.571	3.795	3.940	3,80
Amazonas	73	125	247	320	309	258	369	530	618	734	18,81
Ceará	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	-4,03
Rio Grande do Norte	88	110	93	95	107	171	249	283	327	350	7,11
Alagoas	435	475	521	534	530	596	630	582	541	588	8,69
Sergipe	85	74	71	70	67	64	64	70	65	60	-7,75
Bahia	1.403	1.440	1.555	1.606	1.585	1.602	1.717	1.805	1.910	1.860	-2,60
Espírito Santo	182	244	229	213	215	210	258	260	288	303	5,09
Paraná ²	11	10	34	43	45	45	46	40	45	43	-4,87
Mar	4.011	4.129	4.255	4.517	4.898	5.144	5.878	6.294	7.037	7.958	13,09
Ceará	82	75	86	91	86	84	90	104	109	122	12,02
Rio Gande do Norte	521	524	599	625	651	674	705	646	671	700	4,18
Alagoas	-	-	-	-	-	-	13	111	141	162	14,96
Sergipe ³	764	723	727	705	652	628	666	671	742	806	8,62
Bahia	32	25	31	23	13	20	28	31	32	-	-
Espírito Santo	29	23	15	22	25	13	5	5	3	3	1,86
Rio de Janeiro	2.584	2.757	2.773	2.842	2.893	3.165	3.577	3.876	4.544	5.528	21,65
São Paulo	-	-	4	193	497	461	644	690	651	559	-14,14
Paraná	-	2	20	15	77	99	151	161	143	78	-45,32
Santa Catarina	-	-	-	-	4	0	-	-	-	-	-

Tabela 7 – Produção Brasileira de Gás Natural – 10⁶ m³

Fonte: ANP

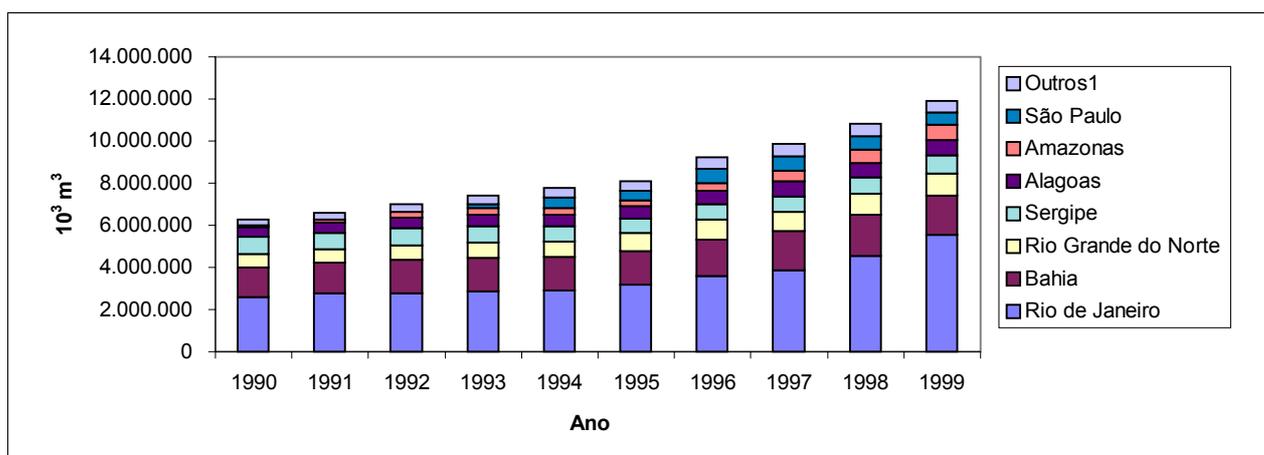


Gráfico 1 – Evolução da Produção Estadual de Gás Natural

Fonte: ANP

Descrição	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	99/98 (%)
Estados Unidos	501,1	505,2	512,4	532,9	526,7	532,1	535,2	529,7	530,1	0,07
Canadá	129,6	143,2	155,0	166,5	176,4	153,6	156,2	160,5	161,0	0,31
Argentina	22,0	17,0	17,3	17,4	17,3	24,3	28,3	29,7	34,3	15,46
Brasil	6,6	7,0	7,4	7,8	8,1	9,2	9,9	10,8	11,9	10,19
México	21,4	37,1	37,1	37,5	38,9	43,5	46,2	49,5	49,5	-0,02
Alemanha ²	19,9	20,1	17,5	18,3	19,5	21,2	20,8	20,0	22,4	12,05
Itália	17,4	18,2	19,5	20,6	20,4	20,0	19,3	19,2	17,5	-8,72
Holanda	81,0	81,2	82,9	78,6	79,3	89,8	79,4	75,3	69,9	-7,21
Noruega	27,8	29,4	28,9	30,8	31,8	39,3	47,2	47,1	51,4	9,13
Reino Unido	56,7	57,7	67,8	72,4	79,3	94,4	96,3	101,1	111,1	9,86
Rússia	...	524,9	514,3	459,3	569,6	555,9	484,2	501,6	468,1	-6,68
China	15,4	15,6	16,6	17,0	17,1	18,9	21,0	21,7	24,4	12,21
Índia	13,5	16,0	15,6	17,0	19,2	21,6	22,6	23,2	23,0	-1,12
Indonésia	48,7	43,6	53,3	52,5	63,7	65,2	66,1	67,6	68,0	0,62
Malásia	15,8	19,2	20,7	20,7	21,7	25,8	24,8	24,0	24,0	0,21
Paquistão	15,0	14,7	14,7	14,3	14,9	17,5	18,5	20,5	22,2	8,15
Tailândia	8,5	8,0	8,9	9,9	10,5	11,8	14,2	16,3	16,3	0,00
Austrália	21,7	23,2	24,6	28,1	29,8	29,8	29,8	30,4	30,8	1,48

Tabela 8 - Comparação de Produção de GN entre Brasil e outros países – 10⁹ m³
Fonte: ANP

No quadro anterior, podemos ter medida de comparação entre a produção nacional de gás natural e de outros países. Conforme verificado, a nossa produção não é relevante em termos internacionais.

A produção de gás natural é quase toda ela proveniente de gás associado, cerca de 70% do total produzido, ficando em torno de 30 milhões de m³/dia. Em 1999, assim era distribuído o gás natural produzido:

Descrição	MMm ³ /dia
Cias. Regionais Distribuição	17.5
Injeção	5.4
Flared	5.4
Petrobrás	6.9
Outros	1.2

Tabela 9: Distribuição da Produção Interna de GN
Fonte: Petrobrás

Em termos de infra-estrutura de transporte, o Brasil também não é bem servido como em outros países. Enquanto na Argentina existem 7 mil km de extensão de gasodutos de distribuição, no Brasil a rede não soma mais que 4,8 mil km, embora nossa área seja maior que a do país vizinho. Em termos de distribuição, somente duas cidades possuem estrutura de rede mais completa nas respectivas regiões metropolitanas: o Rio de Janeiro e São Paulo.

<i>Gasodutos</i>	<i>Extensão (km)</i>
Transporte	5,862
Transferência	2,209
Cias. Regionais de Distribuição	4,800

Tabela 10: Infra-estrutura Disponível de Gasodutos 1999
 Fonte: Anuário Estatístico ANP



Figura 3 - ÁREAS DE GASODUTOS EM OPERAÇÃO E EM CONSTRUÇÃO
 Fonte: Anuário Estatístico ANP

Apesar do crescimento do setor desde 1988, existe um grande desbalanceamento em termos de gás natural, quanto ao consumo desse combustível no Brasil, comparado com outros países do mundo. Como exemplo, temos que na Argentina, país vizinho ao Brasil na América do Sul e seu principal parceiro no Mercosul, a participação do gás representa 40% da demanda de energia. No Brasil, a participação do gás natural está em torno de 2,3%¹.

3.3. História de Regulação de Gás e Petróleo no Brasil

Conforme descrito a seguir, veremos que, no caso brasileiro, as abordagens foram feitas basicamente levando em conta somente alguns aspectos institucionais do setor gás. As primeiras leis foram de caráter estadual, abordando nas respectivas Constituições as atividades de produção e distribuição de gás de rua para o setor residencial. Os casos de produção e transporte de gás eram regulados pela Lei Federal 2004, de 1953, que definia que tais atribuições eram monopólio da Petrobrás, garantindo a manutenção da estrutura de integração vertical da estatal federal. Excetuando o ano de 1984, quando o então Conselho Nacional do Petróleo (CNP) definiu algumas normas para as concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado, somente em 1988 é que foi definido o papel das empresas dos Estados através do Artigo 25 da Constituição Federal:

- “Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão à empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de distribuição de gás canalizado”.

¹ BEN – Balanço Energético Nacional – Ministério de Minas e Energia – 2000.

Foi também definido o monopólio no Artigo 177, Constituição Federal, 1988: “Constituem monopólio da União”:

I - A pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - A refinação do petróleo nacional e estrangeiro;

III - A importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - O transporte marítimo de petróleo bruto de origem nacional ou derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem.

Na década de 90, foram dados alguns passos, no sentido de criação de estruturas do Governo Federal, já que este sempre teve atuante papel, como detentor das matérias-primas, dos principais investimentos e na infra-estrutura. Assim, além do Ministério de Minas e Energia, foram criadas a Secretaria Nacional de Energia e o Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, que substituiu o CNP – Conselho Nacional de Petróleo.

Ao Ministério de Minas e Energia, através da Secretaria Nacional de Energia, cabia a responsabilidade de formular políticas energéticas no âmbito nacional, como, por exemplo, exercer o papel de supervisionar, controlar e fiscalizar atividades energéticas sob a égide da União, como geração hidroelétrica e as atividades no monopólio da União no que se refere aos assuntos ligados ao petróleo. Cabia ao Ministério supervisionar e fiscalizar a

execução de planos e atividades da Petrobrás, suas subsidiárias.

O Ministério da Fazenda, através da Secretaria de Acompanhamento Econômico ainda tem um grande peso nas questões tarifárias e de preços, relativo ao gás natural produzido pela Petrobrás. Em 1994, através de negociações entre as empresas estaduais distribuidoras de gás natural, a Petrobrás e os órgãos federais, foi estabelecida pela primeira uma política de preço para o gás matéria-prima. O preço do gás natural no *city-gate*, de origem nacional, foi fixado em 75% do preço ao consumidor do óleo combustível do tipo A1. O gás importado da Bolívia tem regras próprias de preço.

No caso específico do Estado e da cidade de São Paulo, foram criadas algumas regras, com respeito à concessão de obras e serviços públicos (estadual), e normas de edificações e construções em geral, bem como da utilização de gás natural por ônibus.

Com a aprovação pelo Congresso Nacional da Lei 9.478, em agosto de 1997, ficou estabelecido finalmente, em âmbito federal, o conceito de regulação, pois, além das definições concernentes aos monopólios do setor de petróleo e gás natural, foram criados dois órgãos: a ANP - Agência Nacional de Petróleo e o CNPE - Conselho Nacional de Política Energética.

3.4. O Atual Modelo de Regulação no Brasil: a ANP e as Agências Estaduais

A atual estrutura de regulação de gás natural compreende a Agência Nacional de Petróleo - ANP e as agências estaduais no que se refere às atividades de distribuição. Dessa forma, as alterações constitucionais feitas pelas Emendas ao artigo 25 e artigo 177, mais a Lei Federal 9.478, resultaram na seguinte divisão de atribuições:

<i>Descrição</i>	<i>Âmbito de Regulação</i>
Produção	ANP (Federal)
Importação	ANP (Federal)
Transporte	ANP (Federal)
Distribuição/Varejo	Agência Estadual

Tabela 11- A Estrutura de Regulação de Mercado de Gás Natural no Brasil

Nas atividades de produção, importação e transporte, a ANP já vem emitindo regulamentos desde a sua criação. Como exemplo, a Portaria ANP 43/98, com normas para o estabelecimento de condições para a importação de gás natural. Com isso, já foram emitidas as seguintes autorizações:

<i>Empresa</i>	<i>Origem</i>	<i>Volume</i>	<i>Mercado</i>
SULGÁS	ARGENTINA	15 M m ³ /DIA	RS
GASPETRO	BOLÍVIA	30 M m ³ /DIA	MS,SP,PR,SC,RJ,RS,MG,REPLAN, REPAR E REFAP
EPE	ARGENTINA	2,21 M m ³ /DIA	CUIABÁ
ENERSIL	BOLÍVIA	365 M m ³ /ANO	RJ E MG
PANAMERICAN	ARGENTINA	15 M m ³ /DIA	RS, SC,PR
PANAMERICAN	BOLÍVIA	3,5 M m ³ /DIA	SP
ENRON	BOLÍVIA	2,8 M m ³ /DIA	USINA CUIABÁ II

Tabela 12: Autorizações para Importação de Gás Natural
Fonte: Anuário Estatístico ANP

A ANP, além disso, já criou duas portarias regulando importantes aspectos para o setor de gás natural, as de número 169/98 e 170/98. Na Portaria 169/98, a ANP define: condições de *open access* para gasodutos; livre negociação entre os agentes interessados à utilização dos gasodutos; condições de suprimento firme e interruptível, e condições de operação para *shippers* e *carriers* entre outros regulamentos. Essa portaria tem como objetivo a criação de condições para a utilização eficiente da infra-estrutura existente, bem como de sua ampliação em extensão e capacidade. Já a Portaria 170/98, emitida pela ANP, estabelece as regras para a construção e operação de gasodutos. Atualmente, foram concedidas as seguintes autorizações:

<i>GASODUTO</i>	<i>EMPRESA</i>	<i>CAPACIDADE</i>	<i>EXTENSÃO</i>	<i>STATUS</i>
GASBOL I	TBG	30 M m ³ /dia	1.418 km	Operando
GASBOL II	TBG	Variável	1.165 km	Operando
Guaramaré- Pecém	Petrobrás	2,8 M m ³ /dia	377 km	Operando
Lateral Cuiabá	Gasocidente	2,8 M m ³ /dia	267 km	Construção
Uruguaiana-Porto Alegre	TSB	12 M m ³ /dia	607 km	trecho 1 e 3 em operação trecho 2 em construção
Cruzeiro do Sul	Gasoduto Cruz Del Sur	12 M m ³ /dia	410 km	em análise

Tabela 12: Gasodutos Autorizados pela ANP
Fonte: ANP

3.5 A Regulação da Distribuição do Gás Natural em São Paulo

O Estado de São Paulo é o maior mercado de gás natural do País. Embora não tenha a maior extensão territorial, tem, porém, a maior população, a maior concentração de indústrias, bem como de empresas de serviços.

Uma das principais experiências em regulação de distribuição de gás natural no Brasil é realizada em São Paulo pela CSPE - Comissão de Serviços Públicos de Energia. Essa agência é vinculada ao Governo Estadual, porém dotada de autonomia administrativa e decisória.

As concessões no Estado de São Paulo foram realizadas tendo como base o disposto na Constituição Estadual paulista, que prevê no seu artigo 122:

“Cabe ao Estado explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços de gás canalizado em seu território, incluindo o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender as necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial e outros”.

No caso da regulação dos serviços de distribuição de gás natural no Estado, a CSPE tem como diretriz os seguintes aspectos: promover a competição, garantir a prática de tarifas adequadas e a qualidade do serviço, evitar tratamento discriminatório entre consumidores e corrigir imperfeições de mercado. Cabe a ela também a elaboração dos contratos de concessão para a prestação de serviços de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo. Nesses contratos, por força do Decreto Estadual 43.889/99, ficou estabelecido que devem conter várias regras, sendo as principais versando sobre:

- Serviço adequado;
- Prazo das concessões;
- Prorrogação, extinção e revogação da concessão;
- Atividades extraconcessão;
- Encargos das concessionárias;
- Encargos do poder concedente;
- Direitos e obrigações dos usuários;
- Exclusividade da concessão;
- Metas obrigatórias;
- Tarifas;

- Contabilidade obrigatória;
- Penalidades;
- Fiscalização;
- Qualidade da prestação do serviço concedido.

Para estimular a competição entre empresas, foram criadas três áreas de concessão em São Paulo, onde três empresas diferentes, através de leilão público, adquiriram o direito de explorar o serviço de distribuição de gás natural por 30 anos. Atualmente, temos em atividade a COMGÁS - Cia. de Gás de São Paulo, privatizada em junho/99 (comprada pelo consórcio British Gas - Shell), que opera na capital do Estado, região de Campinas, Santos e Vale do Paraíba, compreendendo 177 municípios. A região Norte-Noroeste, onde se encontra a segunda área, já concedida, e que abrange 375 municípios, será explorada pela Gás Brasileiro (Agip), mas que deverá entrar em operação só a partir do ano 2001. A outra área de concessão é a da Região Sul do Estado, a ser explorada pela Gas Natural, que abrange 93 municípios, e também ainda não está em operação.

Figura 4 - DISTRIBUIÇÃO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL EM
SÃO PAULO
Fonte: CSPE

AREA DE CONCESSÃO	População		Área		Densidade Demográfica (hab/km ²)	Município	
	(hab. /mil)	(%)	(km ²)	(%)		n°.	(%)
Comgás	25.763,7	71,93	53.771	21,60	479,1	177	27,46
Gás Brasileiro	7.430,6	20,75	141.907	57,02	52,4	375	58,12
Gás Natural	2.622,4	7,32	53.206	21,38	49,3	93	14,41
Estado de São Paulo	38.816,7	100,00	248.884	100,00	143,9	645	100,00

(*) Dados referentes ao ano de 1999 - Fontes: SEADE, IBGE e COMGÁS.

Tabela 13 - Perfil das Áreas de Concessão para Distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo

Os contratos de concessão regulados pela CSPE têm como base a regulação por incentivo. A regulação exercida pela CSPE pode ser dividida da seguinte forma: regulação de mercado, regulação econômica e regulação da qualidade.

Na regulação de mercado temos os seguintes pontos:

1 – Exclusividade:

- A exclusividade é válida pelo prazo de concessão quanto ao sistema de distribuição e na comercialização aos consumidores residenciais e comerciais. A exclusividade para os consumidores industriais, termoelétricos e cogeração é válida por 12 anos. Após esse período, estes consumidores poderão adquirir gás de outros comercializadores.

2 - Integração Vertical:

- A concessionária é impedida de fornecer mais do que 30% do volume total a empresas a ela vinculada;
- Restrição para que a concessionária atue em empresas de geração térmica, e estímulo a outras empresas atuem nesse mercado;
- Condicionamento a que todos os contratos celebrados entre a empresa concessionária e outras empresas do grupo controlador sejam aprovados pela CSPE.

3 - Metas Mínimas:

- A concessionária tem obrigações relativas a: acréscimo mínimo de número de consumidores, substituição de medidores, aferição de medidores já instalados, extensões de redes, renovação de rede e instalação de equipamentos de correção de pressão e temperatura;
- Obrigação de cumprir o Programa de Qualidade do Fornecimento do Produto, Serviço e Atendimento Comercial.

4 – Atendimento a Mercados não Próximos da Rede da Concessionária:

- É permitida a participação financeira do consumidor na parcela não economicamente viável da obra de expansão;
- É permitida a instalação provisória de sistemas de propano-ar;
- É permitida a cobrança, em casos considerados excepcionais, de tarifas diferenciadas.

5 - Livre Acesso após a Exclusividade do Contrato de Concessão:

- A Concessionária não pode proibir, nem discriminar o livre acesso dos interessados em usar o sistema de distribuição, em caso de haver disponibilidade do sistema. O livre acesso deve ser realizado mediante pagamento pelo serviço.

6 – Competição na Comercialização:

- O consumidor poderá tornar-se livre após o período de exclusividade.

Na regulação econômica encontramos o seguinte:

1 - Aplicação de Tarifas Máximas:

- São fixadas tarifas máximas por segmento e classe de consumo, com permissão de aplicar descontos nas tarifas, para cada concessão em São Paulo, conforme demonstrado abaixo. Essa forma de tarifa deverá ser aplicada no primeiro ciclo de cada concessão. Cada ciclo corresponde a 5 anos decorridos após a assinatura do Contrato de Concessão.

2 - Reajustes Tarifários:

- As margens de distribuição serão reajustadas a cada ano. Nos primeiros 5 anos (1^o ciclo), as tarifas máximas serão corrigidas através da seguinte fórmula:

$T = P_g + P_t + M_d \cdot VP$, sendo

T (tarifa máxima)

P_g (custo médio ponderado do gás)

P_t (custo médio ponderado do transporte do gás)

M_d (margem de distribuição)

VP (índice de variação de preços anual - IGPM)

- Esse esquema de reajuste representa que as tarifas terão variação nos seguintes casos: anualmente, aplicando-se o índice IGPM na parcela correspondente à margem de distribuição (M_d). As parcelas P_g (preço médio ponderado do gás) e P_t (preço médio ponderado do transporte do gás) serão reajustadas a cada variação nos seus preços. Essas variações são analisadas pela CSPE através de:
 - i. Aprovação prévia dos contratos de aquisição e transporte de gás natural realizados pela concessionária. Também pode limitar o repasse de variações de custos desses itens, quando considerado excessivo pela CSPE;
 - ii. Aprovação prévia de todos os contratos de fornecimento com volumes acima de 500 mil m³/mês;
 - iii. Análise das condições de “*take or pay*” e “*ship or pay*”. *A priori*, a CSPE entende que esses itens fazem parte do risco do negócio da concessionária;
- Além disso, também podem ser incorporadas às tarifas variações que afetem os custos da concessionária e, conseqüentemente, o seu equilíbrio econômico-financeiro quando da assinatura do Contrato de Concessão. Essa questão será analisada no capítulo adiante.

As tarifas autorizadas no momento de elaboração deste trabalho fazem parte do Apêndice 2. Existe um detalhe relevante que merece destaque, para que se possam fazer comparações entre as tarifas autorizadas das concessionárias do Estado de São Paulo: a COMGÁS, como única empresa em operação, tem em sua tabela, incorporados, a margem e o preço de compra do gás natural, enquanto as tabelas de tarifas autorizadas das outras duas empresas apenas demonstram o valor de margem do gás.

3 – Revisões Tarifárias:

- As tarifas serão revistas a cada ciclo de 5 anos, em termos de nível e estrutura. A partir do 2^o ciclo, será calculada a Margem Máxima (MM), cujo cálculo (em R\$/m³) será feito através da seguinte equação:

$$\mathbf{MMt = Pt + Kt,}$$

sendo

Pt = valor da Margem Máxima em R\$/m³

Kt = Termo de Ajuste (R\$/m³)

Para o cálculo da parcela Pt, será utilizada a fórmula:

$$\mathbf{P_t = P_{t-1} (1 + (VP - X)),}$$

sendo

P_{t-1} (valor base proposto pela Concessionária)

VP (índice de preços IGPM)

X (fator de eficiência da Concessionária que deverá ser compartilhado com os consumidores)

- O valor de P_{t-1} será proposto pela concessionária. Na prática, será

necessário que a concessionária calcule a base tarifária, a ser aprovada pela CSPE, que deverá ser suficiente para gerar receitas para cobrir: custos de operação, manutenção, tributos, encargos e impostos (exceto imposto de renda), depreciação e obtenção de rentabilidade considerada como razoável.

- A base tarifária será calculada pela concessionária considerando:
 - Valor da base de ativos;
 - Plano de investimentos da concessionária;
 - Receitas e custos operacionais, não operacionais e financeiros;
 - Projeção de volumes a distribuir;
 - Custo médio de capital projetado.

- Anualmente, em todos os anos de cada ciclo, será comparada a Margem Máxima (fixada pela CSPE para todos os anos de cada ciclo), com a Margem Obtida efetiva pela concessionária. Se a Margem Obtida (MO) for maior que a Margem Máxima (MM), será compensada pelo fator de ajuste K_t . O ajuste será calculado da seguinte maneira:

$$K_t = ((MM - MO) \times ((1 + r_{t-1}) \times V_{t-1}) / V_t$$

sendo

K_t = termo de ajuste (R\$/m³)

MM = Margem Máxima fixada para o ano t

MO = Margem Obtida no ano t

r_{t-1} = taxa média de juros do ano anterior

V_{t-1} = volume de gás natural distribuído no ano anterior

V_t = volume de gás natural distribuído no ano t

4 – Fator X

- O Fator X é o índice, em percentual, que expressa a tendência da eficiência da empresa e será fixo ao longo dos cinco anos de cada ciclo. Para seu cálculo, a CSPE levará em conta fatores como: a tendência histórica da eficiência da concessionária, padrões internacionais de eficiência da indústria do gás, índices de produtividade de longo prazo, economias de escala e comparações com outras concessionárias do País. A aplicação do Fator X nos contratos de concessão de distribuição de gás natural em São Paulo será mais detalhadamente analisada no próximo capítulo.

Na regulação da qualidade encontramos:

1 - Fixação de Indicadores de Qualidade do Produto e Serviço: poder calorífico, pressão do gás e percentagem de perdas. Ver ANEXO I.

2 - Segurança do Fornecimento: concentração de odorantes, índices de vazamento e tempo de atendimento de emergência. Ver ANEXO II

3 - Qualidade de Atendimento ao Usuário. Ver ANEXO III

Capítulo 4 – A Distribuição de Gás Natural: Questões e Desafios

A indústria do gás natural vem se expandindo no mundo inteiro e as possibilidades do crescimento dessa indústria no Brasil, em particular em São Paulo, são inúmeras. Em nosso País, o uso do gás natural propicia que se substituam outros produtos derivados de petróleo, como óleo combustível e diesel, mas também carvão, o que poderá propiciar maior racionalidade e adequação de nossos recursos energéticos. Além disso, a indústria do gás natural pode facilitar maior integração com outros países da América do Sul, uma vez que há países que possuem expressivas reservas de gás e, portanto, podem se tornar nossos parceiros e fornecedores desse energético, como no caso da Argentina e Bolívia, que já fornecem eletricidade e gás natural. A questão da integração energética na América do Sul, entretanto, é um grande desafio, haja vista as diferenças econômicas, bem como as estruturas energéticas regionais, que não devem ser desprezadas, como visto no início do Capítulo 2.

Entretanto, vários desafios se colocam à frente para serem enfrentados e possibilitar a concretização da expansão do uso de gás natural em São Paulo e no resto do País. Mais de uma vez citado neste trabalho, não podemos deixar de ressaltar o fato de que a indústria do gás natural no Brasil tem características que a tornam diferente das experiências de outros importantes países, considerados os seus consumos. Essas características tornam a atividade de regulação mais importante ainda, pois daí é que poderão partir iniciativas que possam tornar o gás natural mais relevante em termos energéticos em nosso País. Além disso, a atividade de regulação no Brasil

ainda é recente e, portanto, tem várias questões e desafios a serem enfrentados, principalmente porque na regulação da distribuição de gás natural os desafios a serem enfrentados ainda são maiores, devido à falta de maturação do setor.

A primeira questão que se coloca é quanto ao estabelecimento de elementos permanentes para uma política de preços para o gás natural no *upstream*. Algumas constatações:

1. É extremamente importante que a ANP e o Ministério de Minas e Energia tenham divulgado a política de preços máximos para a venda do gás natural. Com isso, pode ser aberta a possibilidade da negociação de preços com o único supridor existente, tendo uma base para essa negociação. Porém, a implantação de uma política de livre negociação para os preços do gás natural só poderá ser praticada quando da existência de vários fornecedores de gás que estabeleçam um ambiente de franca competição.
2. Para o atual cenário, no qual existe um único produtor e uma oferta um tanto quanto restrita de gás, ainda se faz necessária a regulação desses preços através da ANP para garantir a competitividade do gás natural nos diversos segmentos de mercado e regiões do país, e propiciar a ampliação dos investimentos na infra-estrutura de distribuição.
3. Nesse mesmo sentido, também faz-se necessário que se definam o que se pretende em termos de competição no segmento de *upstream*. Essa definição é importante, pois implica em discutir a posição da PETROBRAS no setor de gás natural. Sua participação se dá em todos os níveis: como transportador (proprietário dos gasodutos interestaduais e Gasbol), produtor e acionista na maioria das empresas estaduais distribuidoras, excetuando-

se as de São Paulo (COMGÁS, GAS BRASILIANO e GAS NATURAL) e a CEG do Rio de Janeiro.

Esse último item é de grande relevância, uma vez que tanto a determinação do preço da *commodity* gás natural como do seu transporte até o *city-gate* da distribuidora são valores que não estão no escopo de itens regulados pela Agência estadual. Em última instância, é um fator que afeta sobremaneira o preço final do gás natural a ser distribuído, e com isso, é mais um fator que a determinar a evolução do mercado de gás natural. Assim, é também uma questão que é levada em conta por atuais e potenciais investidores que desejem se estabelecer no segmento *upstream* como *downstream* do gás natural. A forma de participação da maior empresa energética brasileira, PETROBRAS, é, portanto, uma questão que está a merecer ampla discussão, e é extremamente significativo.

Os Estados regulam diferente a distribuição de gás, tornando difícil compatibilizar regras gerais, fazendo com que a legislação seja segmentada. Além disso, no caso de tributos, como o ICMS, a atual legislação entre os Estados faz com que se criem restrições para que se possibilite a implantação de empreendimentos térmicos que utilizam gás natural importado da Bolívia. Como alguns Estados isentam essa operação, e permanece a cobrança do imposto no estado de origem (Mato Grosso), fica a distribuidora de gás natural, encarregada de entregar o gás para a termelétrica com muitas dificuldades em diferir a sua parte desse tributo.

Também de grande importância fica a questão da integração vertical. Embora a legislação da CSPE não permita, há que se efetivar cooperação

entre as outras agências estaduais e a ANP, para evitar que um mesmo grupo controle várias empresas em diferentes estados. Esse é o caso já citado da PETROBRAS, e que já ocorria no caso da Enron, que detinha essa mesma participação.

Outro desafio a ressaltar é a importância de que as agências rapidamente se capacitem tecnicamente para exercer sua atividade, pois encontramos a maior parte das agências estaduais ainda em desenvolvimento incipiente para as atividades que lhes concerne. Ressalte-se aqui que o contrato de concessão é “um instrumento complexo, que busca a maximização do bem-estar do consumidor, condicionada a um retorno atrativo para o investidor”¹. Dessa forma, não se pode deixar de levar em conta que a responsabilidade da política de regulação acaba por criar decisões que se refletirão diretamente na expansão e no crescimento da indústria do gás natural no Brasil. Indefinições criam ambientes desfavoráveis a investimentos, principalmente por parte do setor privado, que é afinal onde se baseia a estratégia de crescimento do setor, e que tem de se compatibilizar com os objetivos da regulação, conforme abaixo:

¹ “O contrato de concessão compreende diversos elementos interdependentes – valor e prazo da concessão, regras para fixação das tarifas, condições de financiamento, direitos e obrigações durante a vigência da concessão e ao final do contrato, cuja escolha adequada é determinante para minimizar os riscos de retorno muito elevado ou muito baixo para o investidor, de provisão ineficiente dos serviços e de manutenção inadequada dos ativos”.Francisco José Zagari Rigolon, **Regulação da Infra-estrutura: A Experiência Recente no Brasil**, pág. 6, Nota Técnica AP/Depec 29, BNDES, 1996.

<i>OBJETIVOS</i>	<i>INSTRUMENTOS</i>
Bem-estar do consumidor	
Eficiência produtiva e alocativa	
Universalização dos serviços	Tarifas
Qualidade dos serviços	Quantidades
Interconexão	Entrada e Saída
Segurança	Padrões de desempenho
Proteção Ambiental	

Tabela 14 – Objetivos e Instrumentos da Regulação
Fonte: Rigolon, 1996

Especificamente no caso de São Paulo, e tendo em vista as experiências internacionais de aplicação da metodologia de regulação por incentivo, fixação de tarifas por *price-cap* e cálculo do Fator X, e o recente processo da Escelsa ocorrido neste ano, temos várias questões importantes para reflexão de reguladores e regulados:

- a) O processo de revisão periódica das tarifas deve ser entendido como de fixação de novo ponto de equilíbrio econômico financeiro, dado o reposicionamento tarifário que decorre e que tem impacto quanto aos compromissos contratuais em termos dos custos de gerenciamento da concessionária.

- b) O *price-cap* sinaliza que os preços regulados devem se aproximar dos preços do mercado não regulado (considerando-se a utilização da metodologia que foi usada no processo da Escelsa). Para a concessionária, há a possibilidade de que o preço-teto propicie a retenção de excedentes por determinado período.

c) A função do Fator X é repartir excedentes, através de incentivos a aumentos futuros da produtividade da concessionária, de origem como melhorias de tecnologia ou de fatores econômicos. Entretanto, cabe ao regulador a preocupação quanto ao montante que deverá ser compartilhado com seus consumidores, pois caso o Fator X seja fixado em um patamar elevado, reduz a taxa de retorno do investidor, e com isso, também prejudica a possibilidade de incentivos à melhoria de performance. Se menor que o necessário, aumenta o excedente do investidor; assim, o consumidor não será contemplado com as melhorias de produtividade da concessão.

Dessa forma, verifica-se que o modelo adotado para a distribuição de gás natural em São Paulo necessita de maiores detalhamentos para sua total implantação. Esse detalhamento está diretamente relacionado aos seguintes itens:

- Fator X;
- Determinação da base de retorno das tarifas;
- Atividades extraconcessão.

Além disso, existe um aspecto ligado ao conceito de Equilíbrio Econômico-Financeiro (EEF) que, se não corretamente equacionado, traz dificuldades para aplicação integral de um princípio do modelo, que é o mecanismo de Revisão Extraordinária. Este é um ponto para constante conflito entre as concessionárias e o órgão regulador, devido à dificuldade em separar os direitos e as obrigações da concessão e da empresa que assumiu a concessão. Essa questão, inclusive, tem servido como argumento para

entendimentos conflituosos entre o órgão regulador do setor elétrico e as concessionárias do setor.

Como não ocorreu antes, seria também de grande importância que se iniciassem rapidamente os estudos para determinação dos critérios para revisão tarifária, e, com isso, da forma de estabelecimento da base de retorno das tarifas.

Esse fator é relevante, pois a revisão tarifária é oportunidade para que se possam estabelecer tarifas que não reflitam subsídios cruzados, como o que ocorre na atual composição das tarifas, na qual a diferença entre as tarifas dos menores e maiores consumidores chega a mais de 10 vezes.

O cálculo do Fator X, como estabelecido na cláusula contratual, também poderá esbarrar em algumas dificuldades técnicas para sua implementação. A comparação entre os padrões de produtividade das empresas de distribuição de São Paulo e outras empresas internacionais poderão levar a imperfeições, pois são empresas de características e mercados diferentes, portanto dificilmente seriam comparáveis. O mesmo ocorre com a possibilidade de se fazerem tais comparações entre as empresas de São Paulo e suas congêneres do resto do País. Como exemplo, a COMGÁS só teria como possível comparação a CEG, do Rio de Janeiro. Entretanto, essas empresas possuem uma divisão de segmento de mercado muito diferente: a CEG é uma empresa cuja característica é ser fortemente baseada no segmento residencial, o que não é o caso da COMGÁS. Com isso, pode-se obter um cálculo distorcido do

que seria a produtividade obtida pela empresa a ser compartilhada com os consumidores. Com uma única planta térmica em operação, poder-se-ia obter uma produtividade extremamente superior a uma empresa com característica como a CEG, sem que a COMGÁS tivesse realizado qualquer esforço para aumento de sua eficiência, caso também da metodologia empregada na Escelsa. Assim, reforça-se a expectativa quanto ao aprimoramento técnico do regulador (no caso, a CSPE), pois é grande a complexidade envolvida. Essa complexidade não só é referente ao Fator X, mas também ao cálculo das tarifas a partir do segundo ciclo. Após esse período, com a necessidade de se estabelecer a margem máxima (MM), é bastante elevado o nível de informações necessárias.

Como verificamos em capítulo anterior, o esforço do regulador na Grã Bretanha para aumentar o compartilhamento de produtividade com seus consumidores acabou sendo revisto. O setor de gás natural no Brasil nunca teve grande expressividade, conforme demonstrado anteriormente, e dessa forma, provavelmente, as séries históricas de dados não devem ser extensas nem muito confiáveis, o que cria dificuldades adicionais e amplia o cuidado a ser tomado quanto ao modo a ser utilizado para a definição do percentual de Fator X.

Esse fato ganha importância, pois está previsto nos atuais contratos de concessão que até a primeira rodada de revisão das tarifas, não se aplica nas fórmulas de reajuste o índice redutor, o Fator X. Isso implica que durante a vigência das atuais estruturas tarifárias, a concessionária deverá se aplicar ao máximo para, durante esse período, poder obter o maior retorno do seu investimento. Com isso, esse período pode ser considerado nulo em termos de

possibilidade de compartilhamento de ganhos de produtividade com os consumidores cativos da concessionária. Em outras palavras, essa condição provavelmente poderá permitir que os ganhos de produtividade auferidos pela concessionária no período inicial serão com certeza internalizados e não serão captados na revisão tarifária, que aí sim sofrerá o redutor do Fator X. Essa condição deve ter sido considerada como fator indutor do alto valor do ágio alcançado no leilão de compra da empresa já em operação, a COMGÁS.

Outra questão de fundamental importância diz respeito à necessidade de autonomia da agência reguladora, sendo esse um dos principais aspectos relativamente à sua performance, e também um aspecto de relevância até em termos de capacidade em busca de uma regulação eficiente.

Esse item é importante, pois dá garantia de credibilidade às decisões do regulador, e nesse caso significa transparência, favorecendo a entrada de novos agentes na indústria, que é um dos papéis da atividade da regulação.² A credibilidade é um bem fundamental para a tomada de decisões de interesse público. A autonomia, porém, não se prende somente aos aspectos organizacionais, mas também sobre à melhor capacidade técnica, que irá se consolidando ao longo do tempo.

É fundamental ainda incrementar a ligação entre o setor de geração de energia elétrica e gás natural, pois está previsto no Programa Prioritário de

² “A independência legal depende não só do grau de independência conferido pela lei, mas também de outros fatores menos visíveis, tais como o relacionamento entre a agência, o governo e a indústria regulada, a qualidade de seu corpo técnico, a disponibilidade de recursos para seu funcionamento e até mesmo as personalidades de indivíduos-chave no governo e na indústria”. Francisco José Zagari Rigolon, **Regulação da Infra-estrutura: A Experiência Recente no Brasil**, pág 9, Nota Técnica AP/Depec 29, BNDES, 1996.

Construção de Térmicas – PPT – do Ministério de Minas e Energia, que se estima que cerca de 50% do incremento de demanda de eletricidade poderá ser provida por termoeletricidade. Assim, é necessário criar soluções para a questão da conexão entre a geração de eletricidade por meio hídrico (90% da eletricidade do Brasil é proveniente de hidrelétricas) e os contratos de “*take or pay*” de suprimento de gás natural, com a necessidade de estímulos de mercados interruptíveis de gás natural. Essa questão ainda não foi devidamente equacionada tanto pelos reguladores elétricos como pelo de petróleo e gás. Esse item, inclusive, tem impacto relevante no caso da distribuição de gás natural, pois serve como facilitador para a ampliação das redes, e nesse sentido o regulador estadual tem importância já que cabe a ele a competência de regular o gás natural destinado a térmicas oriundo de distribuidoras. A crise atual de energia elétrica faz com que a alternativa de ampliação de oferta pela via da geração termelétrica com gás natural se torne estratégica, uma vez que demanda reduzido prazo de instalação, é atrativa ao capital privado e pode ser localizada próxima aos centros de carga, evitando investimentos em transmissão. Para o setor de gás isto significa antecipar a formação de um mercado de grandes volumes, que poderá servir para viabilizar a implantação de redes de distribuição que beneficiem os demais segmentos do mercado. Nesse ponto, fica aqui sugestão, da mesma forma como feito em alguns países como a Colômbia, e em alguns estados americanos, de que a regulação dos setores de eletricidade e de gás natural seja mais integrada, e eventualmente até se estudar a possibilidade de fusão, dada a sua complementaridade de funções.

Outro ponto a ser colocado, conforme já mencionado em capítulo anterior, é que muito se discute a questão do índice IGP-M, utilizado para reajuste da parcela referente aos custos sob controle da concessionária nos contratos de

concessão dos serviços de utilidade pública, como no caso da distribuição de energia elétrica e gás natural. Esse índice foi determinado em função de sua abrangência, ou seja, da sua capacidade em captar as variações de preços que impactam na atividade regulada. De outra ordem, não se entende como correto que se utilizem como indexadores, índices de preços que tragam somente variações de preços do consumidor, pois, com isso, incorre-se em erro conceitual. A questão não é se um índice é maior que outro, mas qual índice é o mais correto. Dessa forma, fica claro que o ideal seria a criação de índices setoriais, como por exemplo, de custos do setor elétrico e gás natural. Esta seria uma maneira com a qual se evitaria repassar para as fórmulas de reajustes custos não efetivamente ocorridos por esses setores.

Embora o mercado factível no Estado seja suficientemente grande, o seu desenvolvimento não é imediato e depende da conjugação de inúmeras variáveis. No segmento industrial, a opção pelo uso do gás natural está diretamente vinculada à política de preços dos energéticos e à respectiva estrutura de preços relativos, ao custo de conversão das instalações, à importância dos reflexos dos ganhos de eficiência na competitividade do produto, ao grau de exigência de controle ambiental sobre o processo produtivo e à disponibilidade de linhas de crédito para a realização dos investimentos associados. Historicamente, mais de 90% do mercado consumidor de gás natural pela COMGÁS em São Paulo tem sido realizado pelo segmento industrial. Esses consumidores, ainda que em muito menor número, devido ao peso de seu consumo, conseguem viabilizar negociações de preços junto à concessionária, o que também permite o atendimento do mercado potencial que se verifica ao longo das extensões de redes industriais. Fora disso, só tem sido possível atender o segmento residencial em condições de viabilidade econômica nos casos de consumidores residenciais instalados nos grandes centros, pois o adensamento populacional (devido a verticalização das

residências mais os conjuntos habitacionais) garante um certo retorno. Entretanto, o fato é que, na maioria das regiões metropolitanas, a estrutura das redes é considerada incipiente, e as existentes necessitam de investimentos em recuperação (os atuais contratos de concessão contêm metas que estipulam prazos longos para a regularização desse último item). Como a decisão de adotar o gás natural normalmente implica em investir na troca ou renovação de equipamentos – como o forno à lenha das padarias, ou o aquecedor e fogão das residências, na prática vemos que fatores que não fazem parte dos poderes de controle do órgão regulador estadual, como, por exemplo, a instabilidade da economia, afeta sobremaneira as decisões de investimentos de potenciais consumidores.

A questão da expansão das redes de distribuição leva a outro tipo de desafio. A primeira privatização de empresa de distribuição de gás natural em São Paulo, a COMGÁS, ocorreu em abril de 1999 e, embora o Estado de São Paulo já tenha mais duas empresas distribuidoras nas outras regiões, a única que está em operação no momento é a COMGÁS. No segmento industrial, em determinados tipos de indústria (como a cerâmica), o gás natural tem se mostrado um fator importante no sentido de elevação de competição das indústrias que utilizam esse energético. Esse aspecto (favorecimento da competitividade de uma empresa que utiliza gás natural), observado pela ótica do regulador, levaria a que a expansão do gás natural deva necessariamente ocorrer de forma homogênea (oportunidade de oferta para todas as empresas demandantes) e que atinja a toda a área de São Paulo, sob pena de se estar privilegiando determinadas empresas instaladas nas regiões atendidas pelo gás em detrimento de outras, excluídas da possibilidade de acesso ao combustível. Esse item afeta não só a competitividade em termos regionais, mas até em termos de estado para estado. Em São Paulo, por exemplo, a

dificuldade reside no fato de que as empresas já instaladas na região de concessão atendidas pela COMGÁS recebem o gás mais cedo que as outras, uma vez que essa empresa já está constituída formalmente, e com sua operação em andamento desde a época da privatização. O regulador tem, para esse quesito, a adoção do critério de metas mínimas para todas as concessionárias instaladas no Estado. Com isso, espera-se uma expansão da rede num prazo, no mínimo, igual ao previsto no Contrato de Concessão. Para tanto, é importante que se possa coordenar de forma mais efetiva a implantação das redes no território paulista. Esses investimentos estão sendo realizados pelas três concessionárias. A COMGÁS já está com sua rede na região de Campinas quase terminada, e a Gas Natural deverá entrar em operação no início da 2002. Essa expansão tem reflexo no consumo, como demonstrado a seguir:

Discriminação	Acumulado até Julho			12 Meses Findos		
	1999	2000	2001	1999	2000	2001
Residencial	40.240	41.764	39.411	71.178	75.521	71.965
A(De)crécimo	2.638	1.524	(2.353)	4.616	4.343	(3.556)
Var. %	7,0	3,8	(5,6)	6,9	6,1	(4,7)
Industrial	618.005	760.484	854.329	1.070.868	1.271.009	1.445.207
A(De)crécimo	7.510	142.479	93.845	(12.222)	200.141	174.198
Var. %	1,2	23,1	12,3	(1,1)	18,7	13,7
Comercial	30.271	32.047	33.988	52.815	56.057	58.982
Acrécimo	946	1.776	1.941	1.228	3.242	2.925
Var. %	3,2	5,9	6,1	2,4	6,1	5,2
Automotivo	15.821	30.933	55.257	25.307	47.421	88.740
Acrécimo	5.700	15.112	24.324	8.457	22.114	41.319
Var. %	56,3	95,5	78,6	50,2	87,4	87,1
Cogeração	10.398	18.561	41.170	10.398	26.989	65.334
Acrécimo	10.398	8.163	22.609	10.398	16.591	38.345
Var. %	-	78,5	121,8	-	159,6	142,1
Termogeração	-	-	108.332	-	-	157.615
Acrécimo	-	-	108.332	-	-	157.615
Var. %	-	-	-	-	-	-
Total	714.735	883.789				
Acrécimo	27.192	169.054	248.698	12.477	246.431	410.846
Var. %	4,0	23,7	28,1	1,0	20,0	27,8

Tabela 15 – Comparação de Evolução de Consumo COMGÁS – Mil m³
Base Julho 2001
Fonte: CSPE

Diante do quadro que se avizinha de escassez de energia elétrica, a perspectiva de utilização de gás natural transforma-se ainda mais em fator de competitividade. Uma possível solução seria que o próprio Estado de São Paulo criasse uma política energética de estímulo ao uso do gás natural, e com isso, servisse de fator indutor para que as concessionárias antecipassem seus investimentos em redes de distribuição.

Da mesma forma, o segmento de distribuição de gás natural para o setor automotivo também se ressentiu do fato de não ser expandida suficientemente a rede de distribuição, embora esteja crescendo a passos largos, como verificado abaixo, mais ainda não suficiente para atender à demanda existente. A quantidade de postos de gás natural mais do que dobrou nos últimos anos (de 21 em 1999, a previsão é aumentar para 60 até o fim de 2001, de acordo com a COMGÁS).

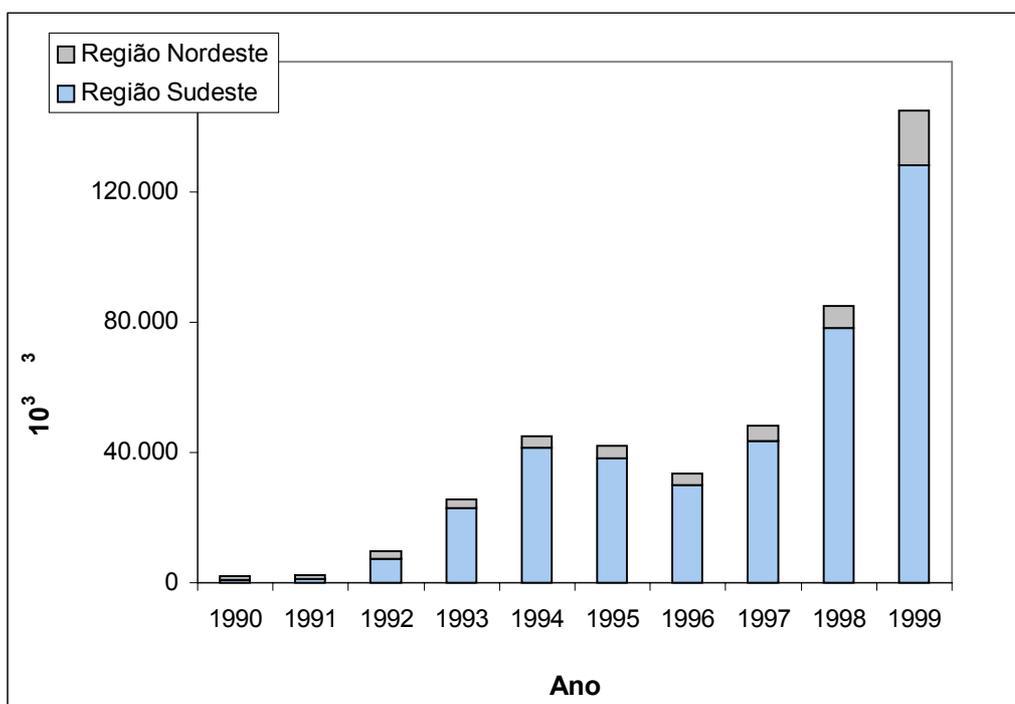


Figura 5 – Evolução das Vendas de Gás Natural Veicular
Fonte: Anuário Estatístico ANP

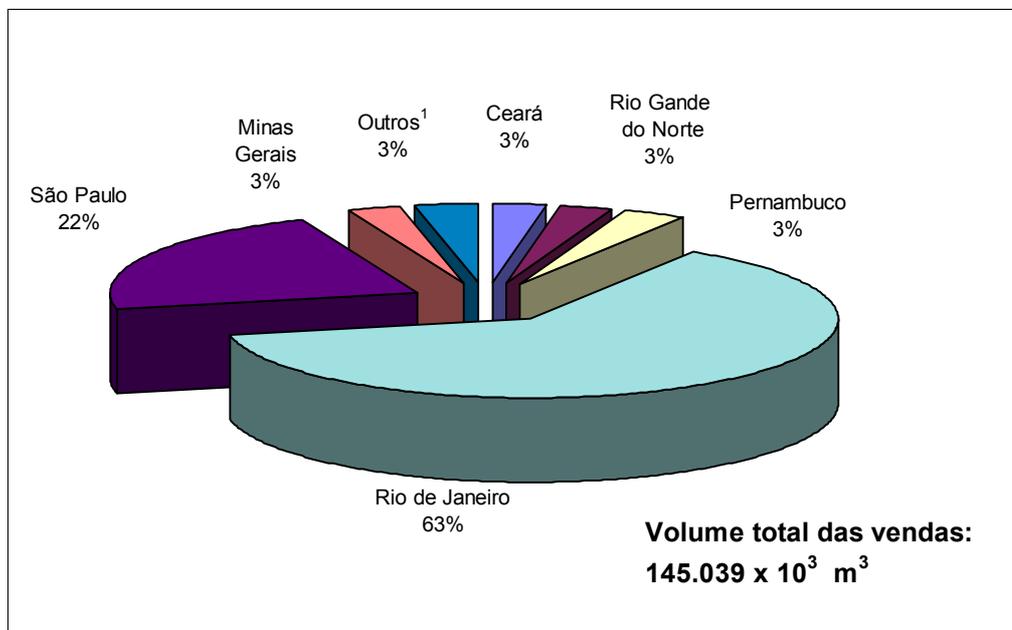


Figura 6 – Vendas de Gás Natural Veicular por Estado
 Fonte: ANP e ABEGÁS

Finalmente, consideramos importante comentar a questão referente ao fato gerador da criação do sistema de regulação econômica no Brasil. Esse fato gerador é a política de privatização e desestatização das empresas que prestam serviços públicos.

A privatização de empresas e serviços públicos deve ser entendida como parte do debate relativo ao redesenho do papel do Estado. A tese vigente é que, nesse novo conceito, o papel do Estado é ser menor em termos de participação, porém ser maior no sentido de capacidade de intervenção, num sentido mais ampliado, com o qual será capaz de garantir a realização dos

objetivos relacionados ao crescimento econômico. Os defensores desse modelo advogam a idéia de que o que distingue esse novo papel do Estado em relação ao anterior é justamente a natureza e o nível de como se dá essa intervenção. A justificativa é que, deixando de lado a função de provedor de bens e serviços, o Estado estaria se capacitando para intervir seletivamente e, conseqüência, sendo mais eficaz em sua atuação. A formulação continua entendendo que é nesse sentido que deve caminhar o processo de privatização: a reforma do Estado, para que assuma um novo papel, no qual a sua atuação passa a ser a de regulador. Ainda segundo os seus defensores, esse papel é diferente do que afirmam as correntes econômicas chamadas de liberais, que pregam o chamado “Estado Mínimo”, ou “Estado não-intervencionista”, o que faz com que seja diferente do que se pretende como regulador: a recuperação da capacidade de intervenção, mas dentro de um escopo considerado como mais propício para a atividade numa economia ainda em processo de desenvolvimento. Assim, o entendimento é que a privatização irá contribuir com a economia ao melhorar e desenvolver a atual infra-estrutura básica do País, como a energia elétrica, a infra-estrutura portuária, de telecomunicações e de transporte rodoviário. Com isto, espera-se “reduzir os custos primários da produção, distribuição e armazenamento”, assim reduzindo o chamado “Custo Brasil”, que não permite a “competição dos produtos brasileiros em condições de igualdade”.

Ao conceder esses serviços, o Estado brasileiro poderia dedicar-se mais adequada e exclusivamente às atividades de regulação e fiscalização desses serviços ³.

³ *Programa Nacional de Desestatização – A Nova Fase da Privatização, 1995.*

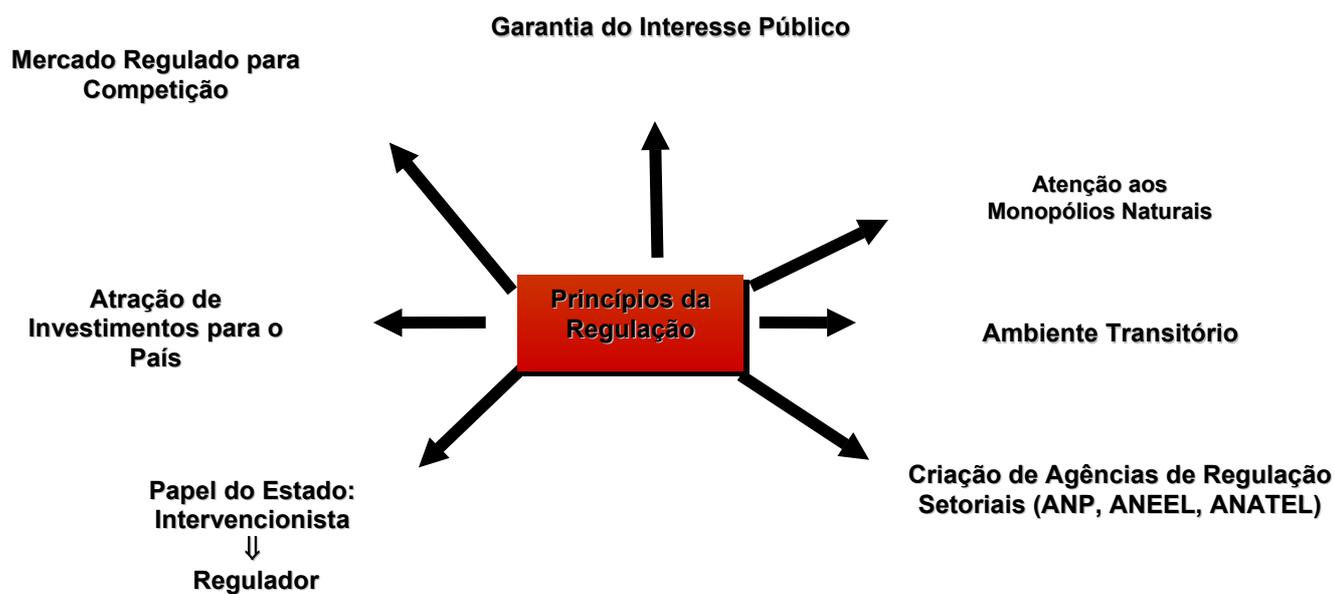


Figura 7 – Estruturação do Modelo de Regulação no Brasil

Esse papel novo assume uma dimensão ainda maior, tendo em vista que o Poder Concedente de serviços públicos se torna responsável pela qualidade do serviço prestado e também pela satisfação do consumidor.

Esta é, pelo menos, a teoria na qual se basearam as privatizações ocorridas das empresas de serviços públicos no Brasil. Entretanto, tendo em vista o período de funcionamento das atuais agências e a atual crise energética, é possível construir alguns comentários do ambiente no qual estão inseridas as suas decisões.

O primeiro comentário se refere a que, independentemente da motivação teórica ou ideológica, o fato real que chama a atenção é que o verdadeiro e principal fator para privatização no Brasil é servir preferencialmente como componente para a melhoria do perfil financeiro do Estado. Esse aspecto é comprovado quando se percebe a adoção de métodos que tenham como premissa a maior arrecadação inicial possível com a venda dos ativos dos serviços concedidos. Com isso, ao órgão regulador cabe uma difícil tarefa, que é compatibilizar interesses difusos de consumidores e investidores, uma vez que já houve um ponto de partida com valores maiores, o que implica em necessidade de tarifas também maiores para compensar o alto recurso inicialmente empregado.

O segundo comentário refere-se especificamente ao caso do setor energético. Existe uma falta de articulação entre os diversos órgãos reguladores (ANEEL e ANP), bem como com os órgãos formuladores das políticas e diretrizes energéticas, que é o caso do Ministério de Minas e Energia. Essa lacuna se torna mais evidente ao se tomar novamente como exemplo o caso do Programa Prioritário de Construção de Térmicas, que, devido à falta de consenso entre autoridades dos setores de eletricidade e de petróleo, a PETROBRÁS e investidores privados, questões como o preço do gás para geração térmica, repasse do custo cambial para as empresas distribuidoras de energia elétrica e o desenvolvimento das regras do mercado atacadista de energia elétrica, resultou em que a grande maioria das plantas térmicas ainda está em estágio de projeto, o que acabou comprometendo significativamente a oferta de energia no País.

A seguir, síntese das questões que devem ser discutidas e desafios que devem ser enfrentados para o amadurecimento da distribuição de gás natural e que, obviamente tem reflexos para o regulador estadual, a CSPE.

Necessidade de sinal econômico correto, com eliminação dos subsídios cruzados.
Necessidade de definir forma de participação da PETROBRÁS em toda a cadeia do gás natural no Brasil.
Necessidade de definição de formas de estimular competição no transporte de gás natural e também o livre acesso na rede de distribuição.
Compatibilizar o crescimento das redes de distribuição no Estado de São Paulo.
Incentivo ao mercado de gás natural automotivo.
Definição dos critérios para a revisão de tarifas das concessionárias distribuidoras de gás natural e o Fator X (fator de compartilhamento da produtividade das empresas).
Criação de indexador setorial para aplicação na fórmula de reajuste.
Integração e maior articulação entre os diversos órgãos reguladores e criadores de políticas energéticas: Ministério de Minas e Energia, CNPE, ANP, ANEEL, CSPE e outras agências estaduais e empresas distribuidoras.
Discutir a viabilidade técnica e econômica das térmicas a gás natural e as empresas distribuidoras, com a criação de mercado interruptível.
Autonomia das agências estaduais reguladoras de gás natural.

Tabela 15 – Síntese de Questões e Desafios da Regulação da Distribuição do GN

Entendemos que não se deve simplesmente abrir mão do papel que o Estado tem para a provisão dos serviços públicos, dada a sua importância no desenvolvimento da economia. Ao se mudar a sua forma de atuação, há que se criar novas relações institucionais e sociais para tanto, no caso a regulação. Da mesma forma, esta tem que estar dotada de novos instrumentos que assegurem alcançar seus objetivos de forma estável. Estabilidade significa permitir a construção de relações maduras de condução desses assuntos no interior das agências, e entre elas e as demais esferas do poder público, assentadas na qualificação técnica. Como conclusão, usamos o entendimento formulado por Sérgio Abranches quase no final da década passada, de que ainda não existe uma “concepção explícita da natureza do novo Estado, e que falta” um conjunto coerente de princípios e estratégias de iniciativas governamentais de regulação ⁴.

A privatização dos serviços públicos é uma atividade de maior complexidade do que de empresas industriais ou do setor financeiro, pois a sua prestação está inserida num contexto muito mais amplo, uma vez que se considera que o seu acesso é um direito a todos os cidadãos. Dessa forma, a regulação desses serviços é um grande desafio, no sentido de se conciliar serviços a baixo custo, com qualidade e de caráter universal. Ao mesmo tempo em que se necessita criar rapidamente uma tradição de regulação no País, há também que renovem efetivamente outros setores, como o Judiciário, no sentido de atender a essas novas demandas.

⁴ *Abranches, 1996.*

Cabe, então, perguntar:

- A mudança institucional do setor de gás natural poderá trazer vantagens para garantir acesso a esse mercado?
- Será possível eliminar a estrutura de subsídios cruzados?
- Será possível garantir os investimentos privados necessários para a antecipação da demanda?

As respostas a essas questões dependem em muito de como será o comportamento do responsável pela regulação, reforçando a idéia de que o novo modelo de organização do Estado leva necessariamente a que se acrescentem novas competências, bem como um novo estilo de governar.

Se forem realizadas as funções básicas da regulação: mediação de conflitos, proibição e estímulo a certos comportamentos – que são fundamentais à conquista de um equilíbrio entre a ação regulatória, as respostas às questões anteriores serão positivas.

Bibliografia da Dissertação

ABEGÁS, Associação Brasileira das Empresas Estaduais Distribuidoras de Gás Canalizado. *A Indústria do Gás no Brasil*, São Paulo, 1995, 22 p.

ABRANCHES, Sérgio H. H. de. *Reforma Regulatória e Reforma do Estado: Conceitos, Experiências e Recomendações para o Brasil*. 1996.

ANP. Agência Nacional de Petróleo

ARAÚJO, João Lizardo de. *Regulação de monopólios e mercados: questões básicas*. Trabalho apresentado no I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infra-estrutura, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1997.

ARAUJO, Márcio Silva de. *Gás Natural no Cone Sul: Perspectivas de Integração*. Dissertação de mestrado apresentada à Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1992. 303 p.

ARMSTRONG, M., **COWAN**, S., **VICKERS**, J. *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. MIT Press, 1994

BANKS, Ferdinand E. *The Political Economy of Natural Gas*. 2. ed., New York City: Croom Helm, 1987, 218 p.

BEESLEY, M. E. RPI – X Principles and their Application to Natural Gas. In: *Privatization, regulation and deregulation*, Londres: Routledge, 1997. pág 392-406.

BEESLEY, M. E. The Conditions for Effective Utility Regulation. In: *Privatization, regulation and deregulation*, Londres: Routledge, 1997. pág 368-390.

_____, **LITTLECHILD**, S. C. Privatization: Principles, problems and priorities. In: *Privatization, regulation and deregulation*, Londres: Routledge, 1997. pág 27-41.

_____, **LITTLECHILD**, S. C. The Regulation of Privatized Monopolies in the United Kingdom. In: *Privatization, regulation and deregulation*, Londres: Routledge, 1997. pág 59-83.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 097/2001/SRE/ANEEL, Brasília, agosto 2001, 46 p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional, Brasília, 1999, 140 p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Programa Prioritário de Construção de Térmicas, Brasília – 2000, 36 p.

CSPE. Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo.

DEVLIN, R., *Las privatizaciones y el Bienestar Social* Revista de la CEPAL No 49 Abril. 155-181, 1993.

DRUMMOND, Patrick H. Da Produção ao Consumidor: A Estratégia do Controle do Gás Natural. *Petro e Gás*, São Paulo, n.52, p.14, dez. 1994.

ENARGAS – Ente Nacional Regulador del Gas (Argentina). *Marco Regulatorio de La Industria del Gas*. Buenos Aires, 1994, 180 pág.

FERNANDES, Eliana dos Santos Lima. *Mecanismos de Regulação Tarifária na Indústria do Gás Natural: o Caso do Gasoduto Brasil-Bolívia*. Dissertação de doutorado apresentada ao Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2000. 140 pág.

ESTATÍSTICA Brasileira de Energia. Rio de Janeiro: Boletim Anual do Comitê Brasileiro do Conselho Mundial da Energia, 1994, p. 23-58.

GOMES, Ieda Correia. Preços de Gás Natural: A Ótica do Mercado. *Brasil Energia*, São Paulo, n.48, p.27-28, ago. 1994.

_____. *Uma Análise do Mercado e do Preço Competitivo de Gás Natural em São Paulo*. Dissertação de mestrado apresentada ao Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 1996. 217 pág.

INTERNATIONAL Energy Agency (França). *Natural Gas: Prospects and Policies*. Paris, 1991, 241 p.

LOCK R. *Financing of Private Power Development and Power Sector Reform in Emerging Nations*. *Energy Policy*, Vol 23, No 11, pp 955-965, 1995.

NETO, J. A Jacques; **SAUER**, Ildo L. *Precificação nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural*, Anais do III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 1998, São Paulo, p 32-37.

PERCEBOIS, Jacques. *The Gas Deregulation Process in Europe: Economic and Political Approach*. Energy Policy, vol. 27, número 1, pg 9-15, jan. 1999.

POULALLION, Paul. O Gás Natural, a Energia do Desenvolvimento Integrado do Sul. *Petro e Gás*, São Paulo, n.51, p. 10-19, out. 1994.

POSSAS, M.; **PONDÉ**, J.; **FAGUNDES**, J. Regulação da Concorrência nos Setores de Infra-Estrutura no Brasil: Elementos para um Quadro Conceitual. In: *Infra-Estrutura – Perspectivas de Reorganização*. Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas – IPEA, Rio de Janeiro, 1997.

PRICE, Catherine. Gas Privatization: Effects on Pricing Policy. In: *Energy Policy and the Role of the State in the Market for Energy*, Oxford: Clarendon Press, 1989. pág 265-278.

PROJETO de Gás Natural Brasil - Bolívia. *Petro e Gás*, São Paulo, n.51, p. 43-54, out. 1994.

REES, R.; **VICKERS**, J. RPI-X Price Cap Regulation. In: Bishop, M., Kay, J., MAYER, C. (orgs.). *The Regulatory Challenge*. Oxford: Oxford University Press, 1995.

RIGOLON, Francisco José Z. *Regulação da Infra-Estrutura: a experiência recente no Brasil*. Rio de Janeiro: BNDES, 1996, (Nota Técnica Ap/Depec nº 29/96).

RODRIGUES, Manoel G. *Um Modelo Institucional para o Setor de Gás*, Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia, 1993, Rio de Janeiro, vol. 1/3, p. 295-298.

SANTOS, Ricardo Henrique dos. *O Planejamento Integrado de Recursos e a Regulação: A Experiência dos EUA e as Perspectivas no Brasil*. Dissertação de mestrado apresentada ao Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 1997. 227 pág.

SANFORD, V. Berg; **TSCHIRHART**, John. *Natural Monopoly Regulation*. 2. ed., Cambridge: Cambridge University Press, 1988, 551 pág.

SÃO PAULO. Resolução SES 98, de 20 de novembro 1991. Estabelece Objetivos da Política Energética Paulista e Analisa os Recursos e Setores de Energia Paulista. *Publicação do Governo do Estado de São Paulo*, São Paulo, 1993, 76 p.

SCHMALENSSEE, Richard. The Potential of Incentive Regulation. In: *Energy Policy and the Role of the State in the Market for Energy*, Oxford: Clarendon Press, 1989. pág 178-189.

TENENBAUN B; **LOCK R**; **BARKER J.**, *Electricity privatization: structural competitive and regulatory options*. Energy Policy Vol. 20, No 12, December, pg.1134-1160. 1992.

VELASCO Jr., Licínio. *A Economia Política das Políticas Públicas: As privatizações e a reforma do Estado*. Rio de Janeiro: BNDES, 1997 (Texto para Discussão, 55).

TURDERA, Eduardo Mirko Valenzuela. *Desafios da Regulação na Indústria e no Mercado Brasileiro de Gás Natural*. Dissertação de doutorado apresentada à Pós Graduação de Planejamento de Sistemas Energéticos da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade de Campinas, 1997. 247 pág.

VICKERS, John; **YARNON**, George. *Un Análisis Económico de La Privatizacion*. 1. ed., Cidade do México: Fondo de Cultura Económico, 1991, 529 pág.

WORLD BANK (EUA). *BRAZIL: Natural Gas Pricing and Regulatory Study*. Washington, 1996, 172 pág.

APÊNDICE I

A POLÍTICA DE FIXAÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispõe sobre a desregulamentação dos preços a partir de trinta e seis meses da sua publicação, ou seja, agosto deste ano. No entanto, a estrutura de monopólio que configura hoje a indústria de gás natural no Brasil levará ainda diversos anos para se modificar. E mesmo a entrada, no médio prazo, de algum novo produtor, ou de novas alternativas de gás importado, deverá modificar mercados locais específicos, não afetando a estrutura de monopólio local nas demais regiões. A manutenção de uma política de preços regulados é a mais adequada por um período de tempo ainda consideravelmente longo, até a consolidação dos diversos mercados regionais.

Nesse sentido, o Ministério de Minas e Energia desenvolveu, em colaboração com a Agência Nacional do Petróleo, uma nova política de preços para o gás natural, baseada nas seguintes premissas:

- Menor volatilidade dos preços em relação à política anterior;
- Simplicidade das regras, dada a fase ainda incipiente da indústria;
- Separação definitiva, do ponto de vista da formação do preço, entre as atividades de comercialização e transporte;
- Introdução progressiva do fator distância no cálculo da tarifa de transporte, reduzindo subsídios cruzados entre usuários do serviço;
- Compromisso com a desregulamentação dos preços do gás natural, de acordo com o desenvolvimento do próprio mercado, visando sempre a defesa dos interesses do consumidor;

Além dessas, algumas premissas, ou ações, indiretamente ligadas à proposta também foram consideradas, entre as quais se destacam:

- O programa de redução da queima do gás natural associado nos flares, ampliando a oferta de gás de produção nacional;
- Restrições ambientais ao uso do óleo combustível no setor industrial próximo aos grandes centros;

1 - Objetivos

O objetivo fundamental da nova proposta é reduzir as distorções do atual processo de formação de preço do gás natural que refletem a estrutura monopolista que configura ainda hoje a indústria de gás no Brasil, introduzindo mecanismos de preços que reflitam melhor suas estruturas de custos. O preço do gás natural cobrado às distribuidoras locais incorpora um custo de transporte que representa uma parcela fixa^[1], associada a uma atividade de serviço que em nada se relaciona com as atividades de exploração e produção de gás ou petróleo. A separação clara desses custos na composição do preço significa a introdução de mecanismos mais próximos àqueles que guiam os preços do gás nos mercados concorrenciais.

A nova política tem por objetivo permitir o desenvolvimento da indústria do gás natural, rumo ao mercado concorrencial e à desregulamentação do preço do gás natural no Brasil, com exceção das atividades de transporte (ANP) e de distribuição (agências estaduais)^[2].

2 - O preço do gás natural: referência analítica

A atual estrutura de monopólio que configura a indústria de gás natural no Brasil impede a caracterização de um preço de referência dado pelo mercado, sugerindo um modelo de preços regulados pela determinação de um limite máximo. Os princípios gerais da regulação de preços dos mercados de gás natural são quase

sempre os mesmos em quase todos os países: estimular a concorrência, promover o crescimento da indústria e, principalmente, garantir proteção adequada ao consumidor final, tendo sempre em conta que algumas fases da cadeia constituem monopólios naturais.[\[3\]](#)

O preço do gás natural pode ser determinado basicamente de duas formas. O preço pode refletir o custo de ofertar este gás – *cost plus approach*. Nesse caso, o preço do gás deve ser determinado pelo custo marginal de longo prazo mais um *depletion fee* (taxa de desconto intertemporal), que reflete o custo de oportunidade de consumir o gás hoje no lugar de guardar para o futuro. Esse preço representaria o limite inferior de preço para o gás, e essa abordagem seria mais adequada a países com excedente de oferta que não pode ser exportada.

Alternativamente, o preço do gás pode ser determinado pelo valor que os consumidores estariam dispostos a pagar por esse gás – *market price approach*. O preço do gás natural seria determinado a partir do mínimo entre fontes alternativas de gás (gás importado, por exemplo) e combustíveis alternativos. Esse preço representaria o limite superior para o preço do gás e seria mais apropriado a países como o Brasil, com mercados em fase de desenvolvimento, necessidade de importação para atingir a demanda e, conseqüentemente, necessidade de encorajar as atividades de E&P e o uso eficiente desse energético.

A introdução de um sistema de preços máximos a partir do *netback* do preço que o mercado se dispõe a pagar, com tarifas de transporte mais adequadas, representaria importante sinalização ao mercado quanto ao incentivo às atividades de E&P e aos princípios de eliminação de subsídios e de estímulo à concorrência.

Além disso, preços máximos diferenciados por ponto de entrega refletiriam melhor

seus custos reais de transporte (maior eficiência alocativa), respeitando as vantagens comparativas naturais das localidades próximas às bacias produtoras, hoje ignoradas, e buscando acenar para um futuro de regras mais flexíveis para o processo de definição de preços para o gás natural, com maior liberdade de negociação entre os agentes.

3 - O gás natural de produção nacional

3.1 Preço do gás de produção nacional no curto prazo

Partindo do entendimento com a maior parte dos agentes ouvidos, acredita-se adequada a definição de uma política de preços que esteja de acordo com o atual estágio de amadurecimento da indústria de gás natural no Brasil, permitindo o desenvolvimento da infra-estrutura de transporte e distribuição e a multiplicação do número de participantes tanto pelo lado da oferta quanto da demanda.

O preço máximo do gás natural cobrado às distribuidoras locais nos pontos de entrega seria o resultado da soma de duas parcelas:

$$P_{CG} = P_{GT} + T_{REF}$$

sendo

P_{GT} : preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (*commodity*),

T_{REF} : tarifa de transporte de referência, calculada pela ANP.

É importante esclarecer que o preço controlado continua sendo o preço nos pontos de entrega. Uma vez que as tarifas de transporte acordadas entre as partes podem ser diferentes das tarifas de referência estabelecidas pela ANP, o preço efetivamente pago pelo gás natural (*commodity*) também pode ser diferente da parcela definida como preço do gás na entrada do gasoduto de

transporte. Assim, o P_{GT} não representa preço máximo para o gás e sim mais uma referência para o cálculo do preço máximo nos pontos de entrega.

Uma vez introduzidas as tarifas de transporte adequadas a essa atividade, que reflitam melhor seus parâmetros de custo entre ponto de recepção e de entrega e os critérios discriminados na Portaria ANP 169/98, tais como a distância e o volume transportado, passaríamos progressivamente a ter preços diferenciados em cada ponto de entrega.

A introdução de preços diferenciados por pontos de entrega representa uma inovação extremamente relevante, tanto do ponto de vista da definição de preços mais adequados, maior eficiência alocativa, quanto de acenar para um futuro de regras mais flexíveis para o processo de definição do preço do gás natural.

3.2 - O preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (*commodity*)

O preço inicial do gás natural foi calculado a partir do preço nos pontos de entrega praticado entre os meses de agosto e dezembro de 1999 (R\$ 130,20/mil m³), descontado da tarifa de transporte de referência calculada pela ANP. O preço inicial do gás seria então a remuneração da PETROBRAS especificamente com a comercialização do gás naquele momento, a partir da separação entre a venda do produto e o custo do transporte.

Evita-se denominar o preço do gás, aqui definido como na entrada do gasoduto de transporte, por boca do poço pois este incorpora os custos de transferência e processamento do gás. De fato, esse preço não é comparável ao preço na

boca do poço em países como Bolívia ou Argentina, onde não há essa concepção de dutos de transferência, e toda a movimentação de gás natural até os *city - gates* é considerada transporte.

O preço do gás natural passará a ser reajustado trimestralmente, com base em uma fórmula similar àquela aplicada sobre o gás natural importado da Bolívia, de forma a permitir, por um lado, maior estabilidade e previsibilidade ao mercado e, por outro, a convergência entre as regras de variação do gás nacional e importado. Reajustes baseados em períodos mais longos apresentam três principais aspectos positivos:

- (1) Maior previsibilidade aos agentes;
- (2) Redução dos efeitos de fortes oscilações temporárias no mercado do óleo;
- (3) Redução dos custos de transação associados ao momento do reajuste.

A cada trimestre, o preço do gás natural (*commodity*) será:

$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT(\text{ant})} + 0,50 \times P_{GT(0)} \times \left[0,50 \times \frac{F1}{F1_0} + 0,25 \times \frac{F2}{F2_0} + 0,25 \times \frac{F3}{F3_0} \right] \times \left(\frac{TC}{TC_0} \right)$$

sendo:

$P_{GT(ant)}$ = o valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo P_{GT} ;

$P_{GT(0)}$ = o valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80 / mil m³;

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo “m” o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;

TC₀ = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

F1, F2 e F3 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses m-4, m-3 e m-2, sendo:

F1 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy;

F2 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne;

F3 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes FOB NWE;

F1₀, F2₀ e F3₀ = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos produtos a que correspondem F1, F2 e F3 acima designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

3.3 Tarifa de transporte

A estrutura recente de preços do gás natural de produção nacional apresentava ainda um vazio na regulamentação no que se refere a considerar os componentes relativos à distância até os pontos de entrega no preço do produto. Um sistema de

3.3 Tarifa de transporte

A estrutura recente de preços do gás natural de produção nacional apresentava ainda um vazio na regulamentação no que se refere a considerar os componentes relativos à distância até os pontos de entrega no preço do produto. Um sistema de preços iguais em todo o país, ou mesmo em toda uma região, a partir de tarifas médias de transporte, significa a manutenção dos subsídios cruzados de uma região para outra, contrariando a legislação que prevê o fim desse tipo de prática.

Tarifas de transporte por custo do serviço, calculadas ponto a ponto para toda a malha existente, juntamente com a metodologia, as premissas e as informações utilizadas como dado de entrada, estarão sendo divulgadas pela ANP como tarifas de referência para cada trecho. O objetivo orientar o mercado quanto às tarifas consideradas justas pela Agência, as quais seriam utilizadas para o cálculo dos preços máximos nos vários pontos de entrega do sistema.

Dado o sistema até recentemente em vigor, com preços iguais em todos os pontos de entrega do país, a introdução imediata de tarifas proporcionais à distância e preços máximos que reflitam tais diferenças traria enormes dificuldades do ponto de vista da absorção dessas mudanças pelos estados mais distantes.

As tarifas de transporte de referência serão revisadas anualmente, com base nos critérios que constam da Portaria ANP 169/98 ou na regulamentação vigente.

4. O preço do gás importado

O gás natural importado deverá seguir os preços definidos nos contratos de fornecimento entre as partes. Todavia, os contratos de transporte de gás natural importado referentes aos trechos em território nacional deverão estabelecer tarifas que estejam de acordo com os critérios que constam da Portaria ANP 169/98 ou da regulamentação vigente.

5. O preço do gás natural no longo prazo

Com o desenvolvimento da infra-estrutura de transporte e distribuição, a entrada de novos participantes e o surgimento da concorrência de fato, o passo seguinte é a desregulamentação dos preços do gás natural. Serão mantidas sob regime de regulação somente as etapas de transporte, a cargo da ANP, e de distribuição, a cargo dos órgãos estaduais.

[1] A preços constantes.

[2] Atividades que se caracterizam por monopólios naturais.

[3] Por definição, estruturas de mercado em que o equilíbrio se dá com a presença de apenas um ofertante.

APÊNDICE II
TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL AUTORIZADAS PELA CSPE

SEGMENTOS	CLASSES	VOLUMES MENSAIS	TERMO	
			FIXO - F em R\$	VARIÁVEL-V em R\$/m3
RESIDENCIAL COMERCIAL E INDUSTRIAL	1	Até 5 m3	7,60	0
	2	6 a 50 m3	0,77	1,449949
	3	51 a 130 m3	12,26	1,223714
	4	131 a 1.000 m3	57,69	0,877263
	5	1.001 a 5.000 m3	106,45	0,828354
	6	5.001 a 50.000 m3	1.625,54	0,524579
	7	50.001 a 300.000 m3	8.569,07	0,385704
	8	300.001 a 500.000 m3	21.404,89	0,342921
GRANDES USUÁRIOS	9	500.001 a 1.000.000 m3	22.003,77	0,341722
	10	Acima de 1.000.000 m3	23.694,84	0,340031
GÁS NATURAL VEICULAR	GNV		0,00	0,207925
INTERRUPTÍVEL	IN		0,00	0,292634

1) Os valores não incluem ICMS

2) Fórmula de Cálculo do Importe : $I = F + (CM \times V)$, onde

F = Valor do Termo Fixo

CM = Consumo Mensal Medido em m3

V = Valor do Termo Variável

Tabela 15 – Tabela de Tarifas do Gás Natural da Comgás – Portaria CSPE 77
Área de Concessão da Comgás
Fonte: CSPE

SEGMENTOS	CLASSES	VOLUMES MENSAIS	TERMO			
			FIXO - F	DESCONTO – dF	VARIÁVEL - V	DESCONTO - dV
			Em R\$		Em R\$/m3	
RESIDENCIAL COMERCIAL E INDUSTRIAL	1	Até 5 m3	7,60	1,45	0,00	0,00
	2	6 a 50 m3	0,77	0,66	1,449949	0,311015
	3	51 a 130 m3	12,26	10,50	1,223714	0,117322
	4	131 a 1.000 m3	57,69	9,45	0,877263	0,125613
	5	1.001 a 5.000 m3	106,45	17,43	0,828354	0,117605
	6	5.001 a 50.000 m3	1.625,54	266,16	0,524579	0,067865
	7	50.001 a 300.000 m3	8.569,07	1.402,91	0,385704	0,045128
	8	300.001 a 500.000 m3	21.404,89	3.503,62	0,342921	0,038126
GRANDES USUÁRIOS	9	500.001 a 1.000.000 m3	22.003,77	3.604,27	0,341722	0,037925
	10	Acima de 1.000.000 m3	23.694,84	3.885,69	0,340031	0,037644

1) Os valores não incluem ICMS

2) Fórmula de Cálculo do Importe : $I = (F-dF) + [CM \times (V-dV)]$, onde

F = Valor do Termo Fixo

dF = Desconto sobre o Termo Fixo

CM = Consumo Mensal Medido em m3

V = Valor do Termo Variável

dV = Desconto sobre o Termo Variável

Tabela 16 - Tabela de Tarifas do Gás Natural da Comgás - Descontos para o Vale do Paraíba
Fonte: CSPE

CLASSES	VOLUMES MENSAIS	VALOR DA MARGEM R\$/m3
1	0 a 2.000.000 m3	0,0379994
2	2.000.001 a 4.000.000 m3	0,0337772
3	4.000.001 a 7.000.000 m3	0,0295551
4	7.000.001 a 10.000.000 m3	0,0253329
5	10.000.001 a 20.000.000 m3	0,0211108
6	Acima de 20.000.000 m3	0,0084443

Notas:

- 1) Os valores não incluem ICMS
- 2) Aplica-se para consumos mensais superiores a 500.000 m3
- 3) Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os impostos Pis/Cofins, deverá ser acrescido o valor do preço médio ponderado dos contratos de suprimento de gás referido nas condições abaixo e destinados a esses segmentos.

Tabela 17 - MARGENS MÁXIMAS SEGMENTOS COGERAÇÃO E TERMOELÉTRICAS
Área de Concessão da Comgás
Fonte: CSPE

SEGMENTOS	CLASSES	VOLUMES MENSAIS	TERMO	
			FIXO - F em R\$	VARIÁVEL-V Em R\$/m3
RESIDENCIAL COMERCIAL E INDUSTRIAL	1	Até 5 m3	-	1,388253
	2	6 a 50 m3	0,76	1,195052
	3	51 a 130 m3	12,05	0,972718
	4	131 a 1.000 m3	56,7	0,63224
	5	1.001 a 5.000 m3	104,62	0,584174
	6	5.001 a 50.000 m3	1.597,51	0,285636
	7	50.001 a 300.000 m3	8.421,33	0,149156
	8	300.001 a 500.000 m3	21.035,84	0,10711
GRANDES	9	500.001 a 1.000.000 m3	21.624,41	0,105932
USUÁRIOS	10	Acima de 1.000.000 m3	23.286,32	0,10427
GÁS NATURAL				
VEICULAR	GNV	-	-	0,028738
INTERRUPTÍVEL	IN	-	-	0,06019

- 1) Os valores não incluem ICMS
- 2) Valores para Gás Natural referido nas seguintes condições:
- 3) Fórmula de Cálculo do Importe : $I = F + (CM \times V)$, onde

F=Valor do Termo Fixo

CM=Consumo Mensal Medido em m3

V=Valor do Termo Variável, ao qual será adicionado o valor do preço médio ponderado dos contratos de suprimento de gás e transporte acrescido dos tributos (Pis e Cofins).

Tabela 18 - MARGENS MÁXIMAS
Área de Concessão Gás Brasileiro
Fonte: CSPE

CLASSES	VOLUMES MENSAIS	VALOR DA MARGEM R\$/m3
1	0 a 2.000.000 m3	0,0373442
2	2.000.001 a 4.000.000 m3	0,0331949
3	4.000.001 a 7.000.000 m3	0,0290455
4	7.000.001 a 10.000.000 m3	0,0248962
5	10.000.001 a 20.000.000 m3	0,0207468
6	Acima de 20.000.000 m3	0,0082987

1) Os valores não incluem ICMS

2) Aplica-se para consumos mensais superiores a 500.000 m3. [Consumos inferiores a 500.000 m3 mensais regulamentados pela Portaria CSPE-139 de 30 de agosto de 2001.](#)

3) Valores para o Gás Natural referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior = 9.400 kcal/m3

4) Ao valor do termo variável desta tabela será acrescido o valor do preço médio ponderado dos contratos de suprimento de gás e transporte acrescido dos tributos (Pis e Cofins)

5) O cálculo das margens deve ser aplicado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das faixas de consumo.

Tabela 19 - MARGENS MÁXIMAS SEGMENTOS COGERAÇÃO E TERMOELÉTRICAS
Área de Concessão Gás Brasileiro
Fonte: CSPE

SEGMENTOS	CLASSES	VOLUMES MENSAIS	TERMO	
			FIXO - F	VARIÁVEL - V
			em R\$	em R\$/m3
RESIDENCIAL	1	Até 5 m3	0	1,460913
COMERCIAL	2	6 a 50 m3	0,8	1,2576
E	3	51 a 130 m3	12,68	1,02363
INDUSTRIAL	4	131 a 1.000 m3	59,67	0,665331
	5	1.001 a 5.000 m3	110,09	0,614749
	6	5.001 a 50.000 m3	1.681,13	0,300587
	7	50.001 a 300.000 m3	8.862,10	0,156962
	8	300.001 a 500.000 m3	22.136,85	0,112717
GRANDES	9	500.001 a 1.000.000 m3	22.756,21	0,11148
USUÁRIOS	10	Acima de 1.000.000 m3	24.505,11	0,109728
GÁS NATURAL VEICULAR	GNV		0	0,030242
INTERRUPTÍVEL	IN		0	0,063341

Notas:

1) Os valores não incluem ICMS

2) Valores para Gás Natural referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior = 9.400 kcal/m3

Temperatura = 293,15o K

Pressão = 101.325 Pa

3) Fórmula de Cálculo do Importe : $I = F + (CM \times V)$, onde

F = Valor do Termo Fixo

CM = Consumo Mensal Medido em m3

V = Valor do Termo Variável, ao qual será adicionado o valor do preço médio ponderado dos contratos de suprimento de gás e transporte acrescido dos tributos (PIS e COFINS).

Tabela 20 - MARGENS MÁXIMAS
Área de Concessão Gas Natural Sul
Fonte: CSPE

CLASSES	VOLUMES MENSAIS	TERMO VARIÁVEL - V em R\$/m3
1	0 a 2.000.000 m3	0,039299
2	2.000.001 a 4.000.000 m3	0,034933
3	4.000.001 a 7.000.000 m3	0,030566
4	7.000.001 a 10.000.000 m3	0,026199
5	10.000.001 a 20.000.000 m3	0,021833
6	Acima de 20.000.000 m3	0,008733

Notas:

1) Os valores não incluem ICMS

2) Aplica-se para consumos mensais superiores a 500.000 m3. [Consumos inferiores a 500.000 m3 mensais regulamentados pela Portaria CSPE-139 de 30 de agosto de 2001.](#)

3) Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os impostos PIS/COFINS, deverá ser acrescido o valor do preço médio ponderado dos contratos de suprimento de gás referido nas condições abaixo e destinados a esses segmentos.

4) Gás Natural referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior = 9.400 kcal/m3

Temperatura = 293,15o K

Pressão = 101.325 Pa

5) Os valores obtidos em razão de alterações para mais ou menos do custo médio ponderado, indicados no item 5, serão contabilizados em separado por usuário e a este repassados, nos termos da Cláusula 11a do Contrato de Concessão.

6) O cálculo das margens deve ser aplicado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das faixas de consumo.

Tabela 21 - MARGENS MÁXIMAS SEGMENTOS COGERAÇÃO E TERMOELÉTRICAS
Área de Concessão Gas Natural Sul
Fonte: CSPE

ANEXO I

INDICADORES DE QUALIDADE DO PRODUTO E DO SERVIÇO

1. Pressão

A pressão no ponto de entrega de cada Usuário será controlada através de auditorias e do atendimento a reclamações de usuários, implicando em processo de medição. Do ponto de vista coletivo, a pressão deverá ser controlada a partir de medições contínuas feitas nas ETC's e nas ECP's, onde:

- ETC – Estação de Transferência de Custódia: transferência do Gás do supridor;
- ECP – Estação de Controle de Pressão do Sistema de Distribuição: é o conjunto de equipamento do sistema de distribuição, que visa controlar a pressão do gás.

Limites de Pressão Máxima no Sistema de Distribuição

Classe de Pressão	Pressão Nominal do Sistema de Distribuição	Pressão Máxima no Sistema de Distribuição
Alta (k Pa)	3.500	3.850
	1.700	1.870
Média (k Pa)	700	770
	400	440
	400	440
Baixa (mmca)	220	290

Limites de Pressão Máxima no Ponto de Entrega

Classe de Pressão	Pressão Nominal do Sistema de Distribuição	Pressão Máxima no Ponto de Entrega
	3.500	3.000

Alta (k Pa)	1.700	900
Média (k Pa)	700	300
	400	100
	400	33,5
Baixa (mmca)	220	280

Obs:

- Pa – medida Pascal;
- mmca – milímetro de coluna d'água;
- a pressão mínima no ponto de entrega de Usuário ligados em baixa pressão é de 160 mmca.

A apuração dos níveis de pressão deve ser considerada em níveis individual e coletivo. Em termos coletivos e em Usuários com unidade remota de dados, a apuração deverá se dar de maneira contínua nas ETC's e ECP's.

De forma individual, quando a solicitação for feita por escrito, a apuração deverá ter início, no máximo, 4 (quatro) dias úteis após o recebimento da solicitação, devendo ser os resultados informados no prazo máximo de 3 (três) dias após o término da apuração.

Os custos desta apuração ficarão por conta do Usuário solicitante, caso o resultado apurado não ultrapasse ou não fique abaixo dos limites da medição dos níveis de pressão. Se não, ficarão por conta da Concessionária.

Os referidos custos deverão ser informados ao Usuário, no momento da solicitação da medição. Assim, a medição deve se dar após a concordância do Usuário em pagar o valor correspondente.

A data programada para a realização da medição deve ser informada ao

Usuário, com antecedência mínima de 48 horas, para que este, se o desejarem, acompanhe os trabalhos de apuração.

Quando da violação de padrões de qualidade fixados ao atendimento comercial, que afete a um Usuário, será aplicada multa à Concessionária, em favor do Usuário afetado, calculado com base na seguinte expressão:

$$\text{Multa} = T \times \text{CM} \times 2$$

Onde: T = período de tempo, expresso em horas, em que a pressão ultrapassou o limite estabelecido, apurado através de medição, dividido pelo tempo total da medição;

CM = Média dos importes das notas fiscais/contas de gás mensais do Usuário afetado, relativa aos três meses anteriores à ocorrência, em R\$.

Nos casos em que houver descumprimento dos padrões individuais, a Concessionária terá prazo de 20 dias úteis para pagamento, ao Usuário, da penalidade (multa) estipulada pela CSPE, podendo esta ser abatida do valor do fornecimento mensal, na nota fiscal/conta de gás seguinte. Se o valor da multa for superior ao valor da conta, a diferença poderá ser abatida em parcela única ou em mais de uma, conforme o caso, nas contas de gás subsequentes, corrigidos com base em eventuais atualizações das tarifas de fornecimento aplicáveis. Todos os valores deverão ser discriminados nas respectivas notas fiscais/conta de gás.

2. PCS e CFQ – Poder Calorífico Superior e Características Físico Químicas do Gás

O PCS e as CFQ do Gás serão monitorados e analisados continuamente nas ETC's e ECP's, objetivando estabelecer o correto valor do volume do gás a ser

faturado.

Os limites de PCS e CFQ são os constantes do grupo M (médio) especificado no regulamento técnico da Portaria 41/98, da Agência Nacional do Petróleo – ANP.

ANEXO II

INDICADORES DE SEGURANÇA NO FORNECIMENTO

1. Odorização

O odorante do gás deve ter cheiro característico e ser o mesmo em toda a área de concessão e em níveis que assegurem, tanto ao Usuário como à população em geral, identificar sua presença.

2. IVAZ – Índice de Vazamentos no Sistema de Distribuição de Gás

O controle desse indicador será realizado pela Concessionária: reclamados por Usuário ou por terceiros.

Padrões Qualidade do IVAZ – Sistema Distribuição da Concessionária
(em nº de Vazamento por km de rede/ano)

Descrição	Etapa de Adaptação	Etapa de Maturidade
Áreas urbanas – rede de polietileno ou aço	0,20	0,15
Áreas urbanas – rede de ferro fundido	3,40	2,80
Áreas semi-rurais/rurais – rede de polietileno ou aço	0,15	0,15

3. COG-Concentração de Odorantes no Gás

Limites Máximo e Mínimo para o COG
(em mg/m³ de Gás Natural)

ITEM	Gás Canalizado Valor Mínimo	Gás Canalizado Valor Máximo
Concentração de Odorante no Gás	15	25

Obs: limites válidos para o odorante atualmente utilizado pela Companhia de Gás de São Paulo.

ANEXO III

INDICADORES DE QUALIDADE DO ATENDIMENTO COMERCIAL

O período de implantação da sistemática de controle dos indicadores da qualidade do atendimento comercial considera duas etapas:

1. Etapa de adaptação quando se referir a:
 - a) qualidade do produto, serviço e a segurança – período de 24 meses seguintes à data da assinatura do Contrato, e
 - b) qualidade do atendimento comercial – período de 12 meses após a mesma data.
2. Etapa de maturidade – será iniciada a partir do término da etapa de adaptação.

TAE – Tempo de Atendimento de Emergência
(etapas de Adaptação e Maturidade)

ADAPTAÇÃO		MATURIDADE	
VAZAMENTO	FALTA DE GÁS	VAZAMENTO	FALTA DE GÁS
2 horas	6 horas	1 hora	4 horas

A Concessionária estará sujeita a multas pecuniárias (\$) que poderão ser recolhidas em favor do consumidor, quando da violação de padrões de qualidade de caráter individual.

Padrões individuais de Qualidade do Atendimento Comercial
(prazo máximo no atendimento)

ITEM	ADAPTAÇÃO	MATURIDADE
Pedido de Ligação	Alta Pressão: 7 dias úteis Média Pressão: 3 dias úteis Baixa Pressão 2 dias úteis	5 dias úteis 2 dias úteis 1 dia útil
Pedido de Religação	2 dias úteis	1 dia útil
Religação por Corte Indevido	4 horas	4 horas
Interrupção Fornecimento / Manutenção no SD	24 horas	12 horas
Devolução de valores errados no faturamento	5 dias úteis ou na fatura seguinte, conforme preferência do Usuário	3 dias úteis ou na fatura seguinte, conforme preferência do Usuário
Troca Medidor/Defeito	2 dias úteis	1 dia útil
Serviço de Assistência Técnica após aceitação do orçamento	Alta Pressão: dois dias úteis Média Pressão: três dias úteis Baixa Pressão três dias úteis	1 dias úteis 2 dias úteis 2 dia útil
Verificação de Pressão, a contar da data solicitação	10 dias úteis	10 dias úteis

Obs.

- SD – Sistema de Distribuição;
- Os prazos fixados serão considerados a partir do dia seguinte à data da solicitação do Usuário.

Padrões coletivos de Qualidade do Atendimento Comercial
(prazo máximo no atendimento)

INDICADOR	ADAPTAÇÃO	MATURIDADE
Aviso	48 horas	72 horas
Fone	90% das chamadas no 1º toque (máximo 10 segundos)	95% das chamadas no 1º toque (máximo 10 segundos)
TER	4 dias úteis	2 dias úteis
TMEO	8 dias úteis	5 dias úteis
TMCE	80 dias (extensão até 300 m) 90 dias (de 301 a 1.000 m)	60 dias (extensão até 300 m) 70 dias (de 301 a 1.000 m)

Obs:

- TER - Tempo Médio de Execução do Ramal;
- TMEO - Tempo Médio de Elaboração de Estudos e Orçamentos de Serviços na Rede de Distribuição;
- TMCE - Tempo Médio de Construção de Extensões de Rede.

Quando da violação de padrões de qualidade fixados ao atendimento comercial, que afete a um Usuário, será aplicada multa à Concessionária, em favor do Usuário afetado, calculado com base na seguinte expressão:

$$\text{Multa} = \frac{[\text{INT} (\text{INDc})] \times \text{Q} \times \text{VUP}}{\text{INDp}}$$

Onde: INT = parte inteira do resultado da operação indicada entre parênteses;

INDc = valor coletado do indicador;

INDp = padrão estabelecido para o indicador;

Q = quantidade de VUP, aplicável para cada transgressão de padrão, já fixado pela CSPE, e

VUP = valor unitário de multa (VUP = 1 R\$, corrigido pelo IGPM a partir da data de assinatura do Contrato).

Multas para Padrões de Qualidade do Atendimento Comercial
(quantidade de VUP)

DESCRIÇÃO	Q
1) Prazo máximo para atendimento a pedido de ligação, excluídos os casos de inexistência de RD em frente à unidade do Usuário; de remanejamento ou ampliação do SD; de construção de RE ou RS pela Concessionária e de RI pelo Usuário; de instalação de CRM ou de adequação das instalações do	100

Usuário aos padrões técnicos (notificação por escrito).	
2) Prazo máximo para atendimento a pedido de religação, após o encerramento do motivo que gerou a suspensão do fornecimento de gás e desde que tenham sido pagos os débitos, taxas, multas e acréscimos incidentes.	100
3) Prazo máximo para religação de Usuário que tenham sofrido corte indevido no fornecimento de gás.	100
4) Tempo máximo de interrupção do fornecimento de gás para realização de serviço de manutenção programada no SD.	100
5) Prazo máximo para devolução, ao Usuário, de valores referentes a erros de faturamento que tenham resultado em cobranças indevidas.	50
6) Prazo máximo para troca de medidor, na ocorrência de defeito no (s) medidor (es) instalado (s) no Usuário.	100
7) Prazo máximo para execução de serviços de assistência técnica a Usuário, pós-aceitação do orçamento.	30
8) Prazo máximo para verificação de Pressão ou PCS do gás, a contar do recebimento da solicitação.	50

Obs:

- RE – Ramal Externo;
- RS – Ramal de Serviço;
- RI – Ramal Interno;
- CRM – Conjunto de Regulagem e Medição;

Nos casos em que houver descumprimento dos padrões individuais, a Concessionária terá prazo de 20 dias úteis para pagamento, ao Usuário, da penalidade (multa) estipulada pela CSPE, podendo esta ser abatida do valor do fornecimento mensal, na nota fiscal/conta de gás seguinte. Se o valor da multa for superior ao valor da conta, a diferença poderá ser abatida em parcela única ou em mais de uma, conforme o caso, nas contas de gás subseqüentes, corrigidos com base em eventuais atualizações das tarifas de fornecimento aplicáveis. Todos os valores deverão ser discriminados nas respectivas notas fiscais/conta de gás.

ANEXO IV

**POSIÇÃO COMUM (CE) Nº /98
ADOTADA PELO CONSELHO EM 12 DE FEVEREIRO DE 1998
TENDO EM VISTA A ADOÇÃO
DA DIRETIVA 98/ /CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO
RELATIVA A REGRAS COMUNS
PARA O MERCADO INTERNO DO GÁS NATURAL**

O PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPÉIA,

Tendo em conta o Tratado que institui a Comunidade Européia, nomeadamente o nº 2 do artigo 57º e os artigos 66º e 100º-A,

Tendo em conta a proposta da Comissão¹,

Tendo em conta o parecer do Comitê Econômico e Social²,

Deliberando nos termos do artigo 189º-B do Tratado³

- 1) Considerando que, nos termos do artigo 7º-A do Tratado, o mercado interno compreende um espaço sem fronteiras internas no qual a livre circulação das mercadorias, das pessoas, dos serviços e dos capitais é assegurada; que importa adotar medidas para prosseguir o funcionamento do mercado interno;
- 2) Considerando que, nos termos do artigo 7º-C do Tratado, é necessário ter em conta as diferenças de desenvolvimento de certas economias, devendo, contudo quaisquer derrogações ter caráter temporário e implicar o mínimo possível de perturbações no funcionamento do mercado comum;
- 3) Considerando que a concretização de um mercado concorrencial do gás natural constitui um importante passo no sentido da criação do mercado interno da energia;
- 4) Considerando que a Diretiva 91/296/CEE do Conselho, de 31 de Maio de 1991, relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes¹, e a Diretiva 90/377/CEE do Conselho, de 29 de Junho de 1990, que estabelece um processo comunitário que assegure a transparência dos preços no consumidor final industrial de gás e electricidade², deram início a uma primeira fase da realização do mercado interno do gás natural;
- 5) Considerando que se torna agora necessário tomar novas medidas destinadas à concretização do mercado interno do gás natural;
- 6) Considerando que a presente diretiva não afetará a plena aplicação do Tratado,

¹ JO C 65 de 14.3.1992, p.14, e JO C 123 de 4.5.1994, p. 26.

² JO C 73 de 15. 3.1993, p. 31, e JO C 95 de 18.7.1994, p. 82

³ Parecer do Parlamento Europeu de 17 de Novembro de 1993 (JO C 329 de 6.12.1993, p. 182), posição comum do Conselho de (ainda não publicada no Jornal Oficial) e decisão do Parlamento Europeu de (ainda não publicada no Jornal Oficial).

¹ JO L 147 de 12.6.1991, p. 37. Diretiva com a última redação que lhe foi dada pela Diretiva 95/49/CE (JO L 233 de 30.9.1995, p. 86).

² JO L 185 de 17.7.1990, p. 16. Diretiva com a última redação que lhe foi dada pelo Ato de Adesão de 1994.

em especial as disposições relativas à livre circulação de mercadorias no mercado interno e às regras de concorrência, nem as atribuições que o Tratado confere à Comissão;

- 7) Considerando que a concretização do mercado interno do gás natural deve ser progressiva, de modo a permitir a adaptação flexível e ordenada da indústria ao seu novo contexto e a atender à diversidade de estruturas de mercado dos Estados-Membros;
- 8) Considerando que a concretização do mercado interno no sector do gás natural deve favorecer a interligação e a interoperabilidade das redes, por exemplo, através de qualidades de gás compatíveis;
- 9) Considerando que é necessário estabelecer algumas regras comuns para a organização e o funcionamento do sector do gás natural; que, de acordo com o princípio da subsidiariedade, tais regras constituem apenas princípios gerais de enquadramento, cuja aplicação concreta deve ficar ao critério dos Estados-Membros, permitindo, assim, que cada um mantenha ou escolha o regime que melhor corresponda à sua situação específica, principalmente no que se refere às autorizações e à fiscalização dos contratos de fornecimento;
- 10) Considerando que o fornecimento externo de gás natural é particularmente importante para a compra de gás natural nos Estados-Membros fortemente dependentes da importação;
- 11) Considerando que, como princípio geral, deve ser dada às empresas do sector do gás natural a possibilidade de operarem em condições não discriminatórias;
- 12) Considerando que, nalguns Estados-Membros, para garantir a segurança de abastecimento, a defesa do consumidor e a proteção do ambiente, pode ser necessário impor obrigações de serviço público que, no entender desses Estados-Membros, a livre concorrência, por si só, pode não garantir necessariamente;
- 13) Considerando que o planeamento em longo prazo pode constituir um meio de cumprir as referidas obrigações de serviço público, tendo em conta a possibilidade de existência de terceiros interessados no acesso à rede; que os Estados-Membros podem controlar os contratos "take or pay" existentes, por forma a acompanharem a situação em termos de fornecimento;
- 14) Considerando que o nº 1 do artigo 90º do Tratado obriga os Estados-Membros a respeitarem as regras de concorrência quanto às empresas públicas e às empresas a que concedam direitos especiais ou exclusivos;
- 15) Considerando que o nº 2 do artigo 90º do Tratado submete a essas regras as

empresas encarregadas da gestão de serviços de interesse econômico geral sob condições específicas; que a execução da presente diretiva terá influência nas atividades de tais empresas; que, como referido no nº3 do artigo 3º, para não dificultarem, de direito ou de fato, o cumprimento, das obrigações de interesse econômico geral imposta às empresas de gás natural, os Estados-Membros não terão necessariamente de aplicar o disposto no artigo 4º às infra-estruturas de distribuição nos seus territórios;

- 16) Considerando que, ao imporem obrigações de serviço público às empresas do sector do gás natural, os Estados-Membros devem, em consequência, respeitar as normas do Tratado, na interpretação que delas é feita pelo Tribunal de Justiça das Comunidades Europeias;
- 17) Considerando que devem ser definidos critérios e procedimentos básicos no que respeita às autorizações que os Estados-Membros podem conceder para a construção ou exploração das instalações relevantes no âmbito dos respectivos regimes nacionais; que tais critérios e procedimentos não deverão afetar as regras de direito interno que impõem que a construção ou exploração daquelas instalações fique sujeita a autorização; que estes requisitos não poderão, todavia, dar origem a restrições à concorrência entre as empresas do sector;
- 18) Considerando que a Decisão nº 1254/96/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Junho de 1996, que estabelece um conjunto de orientações respeitantes às redes transeuropeias no sector da energia¹, constitui uma importante contribuição para o desenvolvimento de infra-estruturas integradas no sector do gás natural;
- 19) Considerando que as normas técnicas de funcionamento das redes e das condutas diretas devem ser transparentes e assegurar a interoperabilidade dos sistemas;
- 20) Considerando que devem ser estabelecidas regras básicas para as empresas de transporte, armazenamento e gás natural liquefeito, bem como para as empresas de distribuição e fornecimento;
- 21) Considerando que é necessário facultar o acesso das autoridades competentes à contabilidade interna das empresas, respeitando devidamente a confidencialidade;
- 22) Considerando que a contabilidade de todas as empresas de gás natural integradas deverá caracterizar-se por um elevado grau de transparência; que a contabilidade das diferentes atividades deve ser separada se tal for necessário

¹ JO L 161 de 29.6.1996, p. 147. Decisão com a redação que lhe foi dada pela Decisão nº 1047/97/CE (JO L 152 de 11.6.1997, p. 12).

para evitar discriminações, subsídios cruzados e outras formas de distorção da concorrência, tendo em conta, em certos casos, que, para efeitos de contabilidade, o transporte inclui a regaseificação; que não deve ser exigida contabilidade separada a entidades com personalidade jurídica, tais como bolsas de valores ou de futuros, que não desempenham, a não ser no contexto desta capacidade negocial, qualquer das funções de uma empresa de gás natural; que podem ser elaboradas contas integradas para a produção de hidrocarbonetos e atividades conexas enquanto parte das contas para atividades não ligadas ao sector do gás previstas pela presente diretiva; que as informações pertinentes do nº 3 do artigo 23º deverão incluir, se necessário, informações. Contabilísticas. Sobre os gasodutos a montante;

- 23) Considerando que o acesso à rede deve ser aberto, nos termos da presente diretiva, e conduzir a um nível de abertura dos mercados suficiente e, quando adequado, comparável, nos diferentes Estados-Membros; que, por outro lado, a abertura dos mercados não deverá provocar desequilíbrios injustificados em termos de competitividade das empresas nos diferentes Estados-Membros;
- 24) Considerando que, dada a diversidade de estruturas e a especificidade dos sistemas vigentes nos Estados-Membros, é necessário prever diferentes formas de acesso à rede, que serão geridas de acordo com critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios;
- 25) Considerando que, para a concretização de um mercado competitivo de gás natural, devem ser criadas condições de acesso às redes de gasodutos a montante; que, relativamente a tal acesso às redes de gasodutos a montante, é necessário um tratamento separado que contemple, em particular, as características económicas, técnicas e operacionais especiais de tais redes; que o disposto na presente diretiva em nada altera a regulamentação fiscal nacional;
- 26) Considerando que deve ser prevista a possibilidade de autorizar a construção e a utilização de condutas diretas;
- 27) Considerando que é necessário prever cláusulas de salvaguarda e mecanismos de resolução de litígios;
- 28) Considerando que devem ser evitados quaisquer abusos de posição dominante e comportamentos predatórios;
- 29) Considerando que, atendendo ao risco de dificuldades específicas de adaptação dos sistemas de alguns Estados-Membros, é necessário prever derrogações temporárias;

- 30) Considerando que os contratos "take or pay" em longo prazo são uma realidade no mercado, destinada a garantir o aprovisionamento dos Estados-Membros em gás natural; que, mais concretamente, é necessário prever derrogações a determinadas disposições da presente diretiva para contemplar, os casos de empresas de gás natural que se deparam ou depararam com sérias dificuldades económicas devido aos seus compromissos de compra obrigatória; que estas derrogações não deverão pôr em causa o objetivo da presente diretiva de liberalizar o mercado interno do gás natural; que todos os contratos "take or pay" celebrados ou prorrogados após a entrada em vigor da presente diretiva devem ser celebrados com prudência, por forma a não comprometer uma abertura significativa do mercado; que, por conseguinte, tais derrogações deverão ser limitadas no tempo e no âmbito de aplicação e concedidas com a máxima transparência, sob supervisão da Comissão;
- 31) Considerando que é necessário prever disposições específicas para os mercados e investimentos noutras zonas que se encontram ainda em fase de desenvolvimento; que as derrogações para essas zonas deverão ser limitadas no tempo e âmbito de aplicação; que, por uma questão de transparência e uniformidade, a Comissão deverá desempenhar um importante papel no que respeita à concessão dessas derrogações;
- 32) Considerando que a presente diretiva constitui uma nova fase de liberalização; que, uma vez aplicada, não impedirá que se mantenham alguns obstáculos ao comércio de gás natural entre os Estados-Membros; que, com base na experiência adquirida, deverão ser apresentadas propostas de melhoria do funcionamento do mercado interno do gás natural; que a Comissão deve, pois, apresentar ao Parlamento Europeu e ao Conselho um relatório sobre a aplicação da presente diretiva,

ADOTARAM A PRESENTE DIRETIVA:

Capítulo I

Âmbito de aplicação e definições

Artigo 1º

A presente diretiva institui regras comuns para o transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural. Estabelece as normas relativas à organização e funcionamento do sector do gás natural, incluindo o gás natural

liquefeito (GNL), ao acesso ao mercado, à exploração das redes e aos critérios e mecanismos aplicáveis à concessão de autorizações de transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural.

Artigo 2º

Para efeitos do disposto na presente diretiva, entende-se por:

- 1) “Empresa de gás natural”, uma pessoa singular ou coletiva que desempenhe, pelo menos, uma das seguintes funções: produção, transporte, distribuição, fornecimento, compra ou armazenamento de gás natural, incluindo o GNL, e que seja responsável pelas atividades comerciais, técnicas e/ou de manutenção ligadas a essas funções, com exclusão, porém dos clientes finais;
- 2) “Rede de gasodutos a montante”, um gasoduto ou rede de gasodutos explorados e/ou construídos como parte de uma instalação de produção de hidrocarbonetos ou de gás ou utilizados para transportar gás natural de um ou mais dessas instalações para uma instalação de transformação, um terminal ou um terminal costeiro de descarga;
- 3) Transporte “, o transporte de gás natural através de uma rede de gasodutos de alta pressão que não seja uma rede de gasodutos a montante, para fins de entrega a clientes”;
- 4) “Empresa de transporte”, qualquer pessoa singular ou coletiva que desempenhe funções de transporte;
- 5) “Distribuição”, o transporte de gás natural através de redes locais ou regionais de gasodutos para fins de fornecimento a clientes;
- 6) “Empresa de distribuição”, qualquer pessoa singular ou coletiva que desempenhe funções de distribuição;
- 7) “Fornecimento”, a entrega e/ou venda de gás natural, incluindo o GNL, a clientes;
- 8) “Empresa de fornecimento”, qualquer pessoa singular ou coletiva que desempenhe funções de fornecimento;
- 9) “Instalação de armazenamento”, uma instalação utilizada para o armazenamento de gás natural, pertencente e/ou explorada por uma empresa de gás natural, excluindo a parte utilizada para operações de produção;

- 10) "Empresa de armazenamento", qualquer pessoa singular ou coletiva que desempenhe funções de armazenamento;
- 11) "Instalação de GNL", um terminal utilizado para a liquefação de gás natural ou para a descarga, armazenamento e regaseificação do GNL;
- 12) "Rede", qualquer rede de transporte e/ou distribuição e/ou instalação de GNL pertencente e/ou explorada por uma empresa de gás natural, incluindo as suas instalações prestadoras de serviços auxiliares, bem como as das empresas coligadas, necessárias para garantir o acesso ao transporte e à distribuição;
- 13) "Rede interligada", um conjunto de redes ligadas entre si;
- 14) "Conduta debita", um gasoduto de transporte de gás natural não integrado na rede interligada;
- 15) "Empresa integrada de gás natural", uma empresa vertical ou horizontalmente integrada;
- 16) "Empresa verticalmente integrada", uma empresa de gás natural que desempenhe, pelo menos, duas das seguintes funções: produção, transporte, distribuição, fornecimento ou armazenamento de gás natural;
- 17) "Empresa horizontalmente integrada", uma empresa que desempenhe, pelo menos, uma das seguintes funções: produção, transporte, distribuição, fornecimento ou armazenamento de gás natural, e uma atividade não ligada ao sector do gás;
- 18) "Empresa coligada", uma empresa filial, na acepção do artigo 41º da Sétima Diretiva 83/349/CEE do Conselho, de 13 de Junho de 1983, baseada no nº 3, alínea g), do artigo 54º do Tratado e relativa às contas consolidadas¹, e/ou uma empresa associada, na acepção do nº 1 do artigo 33º da mesma diretiva, e/ou empresas que pertençam aos mesmos acionistas;
- 19) "Utilizador da rede", qualquer pessoa singular ou coletiva que abasteça a rede, ou seja, por ela abastecida;
- 20) "Clientes", os atacadistas ou os clientes finais de gás natural ou as empresas de gás natural que comprem gás natural;
- 21) "Cliente final", o consumidor que compra gás natural para utilização própria;

¹ JO L 193 de 18.7.1983, p. 1. Diretiva com a última redação que lhe foi dada pelo Ato de Adesão de 1994.

- 22) "Clientes atacadistas", pessoa singular ou coletiva que, nos Estados-Membros que reconheçam a sua existência, compra e vende gás natural e não assegura funções de transporte ou distribuição no interior ou no exterior da rede em que está estabelecida;
- 23) "Planejamento em longo prazo", o planejamento da capacidade de fornecimento e transporte das empresas de gás natural segundo uma perspectiva de longo prazo, a fim de satisfazer a procura de gás natural da rede, a diversificação das fontes, bem como garantir o fornecimento aos clientes;
- 24) "Mercado emergente", um o Estado-Membro em que o primeiro fornecimento comercial do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural de longa duração tenha sido efetuado há menos de dez anos;
- 25) "Segurança", a segurança do fornecimento e aprovisionamento, bem como a segurança técnica.

Capítulo II

Regras gerais de organização do sector

Artigo 3º

1. Os Estados-Membros, com base na respectiva organização institucional e observando devidamente o princípio da subsidiariedade, zelarão por que, sem prejuízo do disposto no nº 2, as empresas de gás natural sejam exploradas de acordo com os princípios da presente diretiva, na perspectiva da realização de um mercado do gás natural concorrencial, e não farão discriminações entre essas empresas no que respeita a direitos ou obrigações.
2. Tendo plenamente em conta as disposições pertinentes do Tratado, nomeadamente o seu artigo 90º, os Estados-Membros podem impor às empresas de gás natural, no interesse económico geral, obrigações de serviço público relativas à segurança, inclusive segurança do abastecimento, à regularidade, à qualidade e preço dos fornecimentos e à proteção do ambiente. Essas obrigações devem ser claramente definidas, transparentes, não discriminatórias e controláveis; devem, assim como a sua eventual revisão, ser publicadas e prontamente comunicadas pelos Estados-Membros à Comissão. A fim de assegurarem o cumprimento das obrigações de serviço público relativo à segurança do abastecimento, os Estados-Membros que assim o desejarem poderão instaurar um sistema de planeamento em longo prazo, tendo em conta a possibilidade de haver terceiros interessados em ter acesso à rede.
3. Os Estados-Membros podem decidir não aplicar à distribuição o disposto no artigo 4º, na medida em que essas disposições possam dificultar, de direito ou de fato, o cumprimento das obrigações impostas às empresas de gás natural no interesse económico geral e que o desenvolvimento do comércio não seja afetado de maneira contrária aos interesses da Comunidade. Os interesses da Comunidade incluem a concorrência no que respeita aos clientes admissíveis, nos termos da presente diretiva e do artigo 90º do Tratado.

Artigo 4º

1. Nos casos em que é exigida autorização (nomeadamente sob a forma de licença, permissão, concessão, consentimento ou aprovação) para a construção ou exploração de instalações de gás natural, os Estados-Membros ou quaisquer autoridades competentes por eles designadas concederão autorizações de construção e/ou exploração nos seus territórios dessas

instalações, gasodutos e equipamento conexo, em conformidade com os n.ºs 2 a 4. Os Estados-Membros ou quaisquer autoridades competentes por eles designadas poderão igualmente conceder autorizações nos mesmos termos às empresas de fornecimento de gás natural e aos clientes atacadistas.

2. No caso de serem dotados de um regime de autorização, os Estados-Membros estabelecerão critérios objetivos e não discriminatórios a serem cumpridos por qualquer empresa que apresente um pedido de autorização de construção e/ou exploração de instalações de gás natural, ou um pedido de autorização para o fornecimento de gás natural. Os critérios e procedimentos não discriminatórios de concessão das autorizações serão tornados públicos.
3. Os Estados-Membros assegurarão que os motivos de recusa da concessão de uma autorização sejam objetivos e não discriminatórios e sejam comunicados ao requerente. Os motivos destas recusas serão comunicados à Comissão, a título informativo. Os Estados-Membros estabelecerão um procedimento de recurso contra essas recusas.
4. Para efeitos de desenvolvimento de zonas recentemente abastecidas e o seu eficaz funcionamento em geral, e sem prejuízo do disposto no artigo 20.º, os Estados-Membros poderão abster-se de conceder novas autorizações de construção e exploração de redes de gasodutos de transporte numa determinada zona se tiverem já sido construídas ou estiverem em vias de construção redes de gasodutos de transporte nessa mesma zona, e se a capacidade existente ou proposta não estiver saturada.

Artigo 5.º

Os Estados-Membros assegurarão a criação e disponibilização de normas técnicas que estabeleçam os requisitos técnicos mínimos de concepção e funcionamento em matéria de ligação à rede das instalações de GNL, instalações de armazenamento, outras redes de transporte ou distribuição e condutas diretas. Essas normas técnicas deverão garantir a interoperabilidade das redes, ser objetivos e não discriminatórios. Deverão ser notificados à Comissão, nos termos do artigo 8.º da Diretiva 83/189/CEE do Conselho, de 28 de Março de 1983, relativa a um procedimento de informação no domínio das normas e regulamentações técnicas¹.

Capítulo III

Transporte, armazenamento e GNL

¹ JO L 109 de 26.4.1983, p. 8. Diretiva com a última redação que lhe foi dada pela Diretiva 96/139/CE (JO L 32 de 10.2.1996, p. 31).

Artigo 6º

Os Estados-Membros zelarão por que as empresas de transporte, de armazenamento e de GNL atuem de acordo com o disposto nos artigos 7º e 8º.

Artigo 7º

1. Qualquer empresa de transporte, de armazenamento e/ou de GNL explorará, manterá e desenvolverá, em condições economicamente viáveis, instalações de transporte, de armazenamento e/ou de GNL seguras, fiáveis e eficazes, no devido respeito pelo ambiente.
2. Em qualquer caso, as empresas de transporte, de armazenamento e/ou de GNL abster-se-ão de adotar medidas discriminatórias entre utilizadores ou categorias de utilizadores da rede, em especial a favor das suas empresas coligadas.
3. Cada empresa de transporte, de armazenamento e/ou de GNL facultará a qualquer outra empresa de transporte, de armazenamento e/ou de distribuição, informações suficientes para assegurar que o transporte e armazenamento de gás natural possam ser efetuado de forma compatível com uma exploração segura e eficaz da rede interligada.

Artigo 8º

1. Sem prejuízo do disposto no artigo 12º nem de qualquer outra obrigação legal de comunicar informações, cada empresa de transporte, de armazenamento e/ou de GNL preservará a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades.
2. No âmbito da compra ou venda de gás natural pelas empresas de transporte ou outras empresas similares, as empresas de transporte não poderão fazer mal uso de informações comercialmente sensíveis obtidas de terceiros para permitir ou negociar o acesso à rede.

Capítulo IV

Distribuição e fornecimento

Artigo 9º

1. Os Estados-Membros zelarão por que as empresas de distribuição atuem de acordo com o disposto nos artigos 10º e 11º.
2. Os Estados-Membros podem obrigar as empresas de distribuição e/ou de fornecimento a abastecer os clientes localizados em determinada área ou

pertencentes à determinada categoria, ou que reúnam estas duas condições. As tarifas a aplicar a esses fornecimentos podem ser regulamentadas, por exemplo, para garantir a igualdade de tratamento dos clientes em causa.

Artigo 10º

1. Cada empresa de distribuição explorará, manterá e desenvolverá, em condições economicamente viáveis, uma rede segura, fiável e eficaz, no devido respeito pelo ambiente.
2. A empresa de distribuição não deverá, em caso algum, adotar medidas discriminatórias entre utilizadores ou categorias de utilizadores da rede, em especial a favor das suas empresas coligadas.
3. As empresas de distribuição facultarão a todas as outras empresas de distribuição, de transporte e/ou de armazenamento informações suficientes para assegurar que o transporte de gás natural possa ser efetuado de forma compatível com uma exploração segura e eficaz da rede interligada.

Artigo 11º

1. Sem prejuízo do disposto no artigo 12º nem de qualquer outra obrigação legal de comunicar informações, cada empresa de distribuição preservará a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades.
2. No âmbito da compra ou venda de gás natural pelas empresas de distribuição ou outras empresas similares, as empresas de distribuição não poderão fazer mal uso de informações comercialmente sensíveis obtidas de terceiros para permitir ou negociar o acesso à rede.

Capítulo V

Separação e transparência das contas

Artigo 12º

Os Estados-Membros ou quaisquer autoridades competentes por eles designadas, incluindo as autoridades de resolução de litígios a que se referem o nº 2 do artigo 21º e o nº 3 do artigo 23º, terão o direito de aceder à contabilidade das empresas de gás natural cuja consulta seja necessária para o exercício das suas funções, nos termos definidos no artigo 13º. Os Estados-Membros e as autoridades competentes designadas, incluindo as autoridades de resolução de litígios, preservarão a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis. Os Estados-Membros podem introduzir exceções ao princípio da confidencialidade quando tal se revelar

necessário a que as autoridades competentes desempenhem as suas funções.

Artigo 13º

1. Os Estados-Membros tomarão as medidas necessárias para garantir que a contabilidade das empresas de gás natural seja efetuada de acordo com o disposto nos n.ºs 2 a 5 do presente artigo.
2. Independentemente do seu regime de propriedade e da sua forma jurídica, as empresas de gás natural elaborarão, apresentarão para auditoria e publicarão as suas contas anuais, nos termos das normas nacionais relativas às contas anuais das sociedades de responsabilidade limitada aprovadas de acordo com a Quarta Diretiva 78/660/CEE do Conselho, de 25 de Julho de 1978, baseada no nº 3, alínea g), do artigo 54º do Tratado e relativa às contas anuais de certas formas de sociedades.¹

As empresas que não sejam legalmente obrigadas a publicar as suas contas anuais devem manter um exemplar dessas contas à disposição do público na sua sede social.

3. Na sua contabilidade interna, as empresas integradas de gás natural manterão contas separadas das suas atividades de transporte, distribuição e armazenamento de gás natural e, se for esse o caso, contas consolidadas das atividades não ligadas ao sector do gás, tal como lhes seria exigido se as atividades em questão fossem exercidas por empresas distintas, a fim de evitar discriminações, subsídios cruzados e distorções de concorrência. Essa contabilidade interna incluirá um balanço e uma conta de ganhos e perdas de cada atividade.

Nos casos em que seja aplicável o artigo 16º e em que o acesso à rede se processe na base de uma taxa única para o transporte e a distribuição, as contas relativas ao transporte e à distribuição poderão ser comuns.

4. Na sua contabilidade interna, as empresas especificarão as regras de imputação dos elementos do ativo e do passivo, dos encargos e rendimentos, bem como da depreciação, sem prejuízo das normas contabilísticas aplicáveis a nível nacional, que aplicam na elaboração das contas separadas referidas no nº 3. Tais regras só podem ser alteradas em casos excepcionais. As alterações serão indicadas e devidamente fundamentadas.
5. As contas anuais referirão em notas quaisquer transações de certa importância efetuadas com empresas coligadas.

¹ JO L 222 de 14.8.1978, p. 11. Diretiva com a última redação que lhe foi dada pela Diretiva 94/8/CE (JO L 82 de 25.3.1994, p. 33).

Capítulo VI

Acesso à rede

Artigo 14º

Para efeitos de organização do acesso à rede, os Estados-Membros podem optar por ambos ou por um dos processos previstos nos artigos 15º e 16º. Esses processos deverão funcionar de acordo com critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios.

Artigo 15º

1. Em caso de acesso negociado, os Estados-Membros tomarão as medidas necessárias para que as empresas de gás natural e os clientes admissíveis, dentro ou fora do território abrangido pela rede interligada, possam negociar o acesso à rede de uma forma que lhes permita celebrar entre si contratos de fornecimento com base em acordos comerciais voluntários. A negociação do acesso à rede pelas partes terá de ser feita de boa fé.
2. Os contratos de acesso à rede devem ser negociados com as empresas de gás natural em causa. Os Estados-Membros exigirão que as empresas de gás natural publiquem as suas principais condições comerciais de utilização da rede durante o primeiro ano subsequente à aplicação da presente diretiva, e anualmente nos anos seguintes.

Artigo 16º

Os Estados-Membros que optarem por um regime de acesso regulamentado à rede tomarão as medidas necessárias para, com base nas tarifas publicadas e/ou noutras condições e obrigações para a utilização da rede, conferir às empresas de gás natural, bem como aos clientes admissíveis, dentro e fora do território abrangido pela rede interligada, o direito de acesso a essa mesma rede. O direito de acesso dos clientes admissíveis poderá ser concedido mediante uma autorização de firmarem contratos de fornecimento com empresas de gás natural concorrentes, que não o proprietário e/ou o operador da rede ou uma empresa coligada.

Artigo 17º

1. As empresas de gás natural podem recusar o acesso à rede com base na falta

de capacidade, ou se esse acesso à rede as impedir de cumprir as obrigações de serviço público a que se refere o nº 2 do artigo 3º que lhes tenham sido cometidas, ou ainda com base em sérias dificuldades econômicas e financeiras no âmbito de contratos "take or pay", tendo em conta os critérios e procedimentos previstos no artigo 25º e a alternativa escolhida pelo Estado-Membro de acordo com o nº 1 do mesmo artigo. Esta recusa será ser devidamente fundamentada.

2. Os Estados-Membros poderão tomar as medidas necessárias para assegurar que as empresas de gás natural que recusem o acesso à rede com base em falta de capacidade ou em falta de ligação efetuem os melhoramentos necessários, na medida em que tal seja economicamente viável e sempre que um potencial cliente esteja interessado em pagar por isso. Nos casos em que apliquem as disposições do nº 4 do artigo 4º, os Estados-Membros deverão tomar tais medidas.

Artigo 18º

1. Os Estados-Membros especificarão quais os clientes admissíveis, isto é, os que, no seu território, possuam capacidade jurídica para celebrar contratos de fornecimento de gás natural ou para adquirir gás natural, nos termos dos artigos 15º e 16º, atendendo a que todos os clientes referidos no nº 2 do presente artigo são obrigatoriamente incluídos.
2. Os Estados-Membros tomarão as medidas necessárias para assegurar que sejam considerados clientes admissíveis pelo menos os seguintes:
 - os produtores de eletricidade a partir do gás, independentemente do respectivo nível de consumo anual; todavia, a fim de assegurar o equilíbrio dos respectivos mercados da eletricidade, os Estados-Membros podem introduzir um limite máximo, que não poderá exceder o nível previsto para os outros clientes admissíveis, para efeitos de admissibilidade de cogeneradores. Esses limites máximos deverão ser comunicados à Comissão;
 - os outros clientes finais que consumam mais de 25 milhões de metros cúbicos de gás por ano num mesmo ponto de consumo.
3. Os Estados-Membros garantirão que a definição de clientes admissíveis a que se refere o nº 1 resultará numa abertura de mercado igual a, pelo menos, 20% do consumo total anual de gás do mercado nacional do sector.
4. A percentagem referida no nº 3 será aumentada para 28% do consumo total anual de gás do mercado nacional do sector cinco anos após a entrada em vigor da presente diretiva, e para 33% dez anos após a entrada em vigor da

presente diretiva.

5. Se a definição de clientes admissíveis a que se refere o nº 1 resultar numa abertura do mercado superior a 30% do consumo total anual de gás do mercado nacional do sector, o Estado-Membro em causa poderá modificar a definição de clientes admissíveis por forma a que a abertura do mercado seja reduzida para não menos de 30% desse consumo. Os Estados-Membros modificarão a definição de clientes admissíveis de forma equilibrada, sem criar desvantagens específicas para determinados tipos ou categorias de clientes admissíveis, mas tendo em conta as estruturas atuais do mercado.
6. Os Estados-Membros tomarão as seguintes medidas para assegurar que a abertura do seu mercado de gás natural seja aumentada ao longo de um período de dez anos:
 - o limite referido no segundo travessão do nº 2 para os clientes admissíveis que não sejam os produtores de eletricidade a partir do gás será reduzido para 15 milhões de m³/ano num mesmo ponto de consumo cinco anos após a entrada em vigor da presente diretiva, e para 5 milhões de m³/ano num mesmo ponto, dez anos após a entrada em vigor da presente diretiva;
 - a percentagem referida no nº 5 será aumentada para 38% do consumo total anual de gás do mercado nacional do sector cinco anos após a entrada em vigor da presente diretiva, e para 43% desse consumo dez anos após a entrada em vigor da presente diretiva.
7. No que se refere aos mercados emergentes, a progressiva abertura de mercado prevista no presente artigo passará a ser aplicável a partir do momento em que expirar a derrogação prevista no nº 2 do artigo 26º.
8. As empresas de distribuição, quando não especificadas como clientes admissíveis nos termos do nº 1 terão capacidade jurídica para celebrar contratos de gás natural nos termos dos artigos 15º e 16º, relativamente à quantidade de gás natural consumida pelos clientes considerados admissíveis dentro da sua rede de distribuição, a fim de abastecer esses clientes.
9. Até 31 de Janeiro de cada ano, os Estados-Membros publicarão os critérios de determinação dos clientes admissíveis a que se refere o nº 1. Essas informações, acompanhadas de quaisquer outras informações comprovativas da realização da abertura do mercado nos termos do presente artigo, serão enviadas à Comissão a fim de serem publicadas no Jornal Oficial das Comunidades Europeias. A Comissão poderá pedir a qualquer Estado-Membro que modifique as suas especificações caso obstem à correta aplicação da presente diretiva no que diz respeito ao bom funcionamento do mercado interno

do gás natural. Se o Estado-Membro em questão não der seguimento ao pedido da Comissão no prazo de três meses, será tomada uma decisão definitiva de acordo com o procedimento I previsto no artigo 2º da Decisão 87/373/CEE do Conselho, de 13 de Julho de 1987, que fixa as modalidades de exercício da competência de execução atribuída à Comissão¹.

Artigo 19º

1. A fim de evitar desequilíbrios na abertura dos mercados do gás durante o período referido no artigo 28º:
 - a) Os contratos de fornecimento de gás nos termos dos artigos 15º, 16º e 17º com um cliente admissível na rede de outro Estado-Membro não deverão ser proibidos se o cliente for considerado admissível em ambas as redes em questão;
 - b) No caso de serem recusadas transações, tal como descritas na alínea a), pelo fato de o cliente apenas ser admissível numa das duas redes, a Comissão, tendo em conta a situação do mercado e o interesse comum, poderá obrigar a parte que recusa a transação a fornecer o gás solicitado, a pedido do Estado-Membro em que o cliente admissível está estabelecido.
2. Em simultâneo com o procedimento e o prazo previstos no artigo 28º, e o mais tardar após metade do período previsto neste artigo, a Comissão reanalisará a aplicação da alínea b) do nº 1 do presente artigo, com base na evolução do mercado e tendo em conta o interesse comum. (À luz da experiência adquirida, a Comissão avaliará esta situação e elaborará um relatório sobre a possibilidade de existência de qualquer desequilíbrio na abertura dos mercados do gás no que respeita à alínea b) do nº 1.

Artigo 20º

1. Os Estados-Membros tomarão as medidas necessárias para permitir que:
 - as empresas de gás natural estabelecidas no seu território possam abastecer por conduta debita os clientes descritos no artigo 18º da presente diretiva;
 - quaisquer clientes admissíveis situados no seu território possam ser abastecidos por conduta debita pelas empresas de gás natural.

¹ JO L 197 de 18.7.1987, p. 33.

2. Nos casos em que é exigida autorização (nomeadamente sob a forma de licença, permissão, concessão, consentimento ou aprovação) para a construção ou exploração de condutas diretas, os Estados-Membros ou a autoridade competente por eles designada definirão os critérios de concessão das autorizações de construção ou de exploração dessas condutas nos respectivos territórios. Tais critérios deverão ser objetivos, transparentes e não discriminatórios.
3. Os Estados-Membros poderão subordinar a autorização de construção de condutas diretas quer a uma recusa de acesso à rede com base no artigo 17º, quer à abertura de um processo de resolução de litígios, nos termos do artigo 21º.

Artigo 21º

1. Os Estados-Membros assegurarão que as partes negociem o acesso à rede de boa fé e que nenhuma delas se aproveite da sua posição negocial para impedir o êxito das negociações.
2. Cada Estado-Membro designará uma autoridade competente, que deve ser independente das partes, para resolver prontamente os litígios relativos às negociações em questão. Essa autoridade deverá, nomeadamente, resolver os litígios respeitantes a negociações e recusa de acesso no âmbito da presente diretiva. A autoridade competente apresentará as respectivas conclusões sem demora, no prazo de doze semanas a contar da data em que o litígio lhe tiver sido submetido. O apelo a essa autoridade far-se-á sem prejuízo do exercício dos direitos de recurso previstos pelo direito comunitário.
3. Em caso de litígio transfronteiriço, a autoridade competente para a sua resolução é a autoridade competente para a resolução de litígios referentes à rede da empresa de gás natural que recuse a utilização ou o acesso a essa mesma rede. Se, em litígios transfronteiriços, a rede em questão for coberta por mais do que uma dessas autoridades, estas consultar-se-ão mutuamente com vista a garantir a aplicação coerente do disposto na presente diretiva.

Artigo 22º

Os Estados-Membros criarão mecanismos adequados e eficazes de regulamentação, controlo e transparência que permitam evitar qualquer aproveitamento de posição dominante, especialmente em detrimento dos consumidores, e qualquer comportamento predatório. Esses mecanismos terão em conta as disposições do Tratado, nomeadamente do seu artigo 86º.

Artigo 23º

1. Os Estados-Membros tomarão as medidas necessárias para assegurar que as empresas de gás natural e os clientes admissíveis nos termos do artigo 18º, onde quer que se encontrem, possam aceder às redes de gasodutos a montante, incluindo as instalações que prestam serviços técnicos relacionados com tal acesso, nos termos do presente artigo, exceto às partes dessas redes e instalações utilizadas para operações de produção local situadas nos campos onde o gás é produzido. Essas medidas serão comunicadas à Comissão de acordo com o disposto no artigo 29º.

2. O acesso a que se refere o nº 1 será permitido em condições determinadas por cada Estado-Membro de acordo com os instrumentos relevantes. Os Estados-Membros pautar-se-ão pelos objetivos de um acesso justo e aberto, tendo em vista a realização de um mercado competitivo do gás natural e evitando abusos resultantes de uma posição dominante tendo em conta a segurança e a regularidade nos fornecimentos, as capacidades existentes ou que possam ser razoavelmente disponibilizadas e a proteção do ambiente. Poderá ser tido em conta o seguinte:
 - a) A necessidade de recusar o acesso quando houver incompatibilidade nas especificações técnicas que não possa ser razoavelmente ultrapassada;
 - b) A necessidade de evitar dificuldades que não possam ser razoavelmente ultrapassadas susceptíveis de prejudicar a produção eficaz, atual e futura, de hidrocarbonetos, incluindo os que são produzidos em campos de viabilidade econômica marginal;
 - c) A necessidade de respeitar as necessidades básicas devidamente comprovadas do proprietário ou operador da rede de gasodutos a montante para o transporte e transformação de gás e os interesses de todos os utentes da rede de gasodutos a montante ou instalações de transformação ou manipulação relevantes que possam ser afetados;
 - d) A necessidade de aplicar as suas disposições legislativas e administrativas, de acordo com o direito comunitário, para efeitos de concessão de autorização para a produção ou desenvolvimento a montante.

3. Os Estados-Membros garantirão o estabelecimento de acordos para a resolução de litígios, incluindo uma autoridade independente das partes com acesso a todas as informações existentes, por forma a permitir a rápida resolução de litígios relacionados com o acesso a redes de gasodutos a

montante, tendo em conta os critérios definidos no nº 2 e o número de partes eventualmente envolvidas nas negociações do acesso a essas redes.

4. Em caso de litígio transfronteiriço, serão aplicadas as regras de resolução de litígios em vigor no Estado-Membro sob cuja jurisdição se encontra a rede de gasodutos a montante que recuse o acesso a essa mesma rede. Se, no caso de litígios transfronteiriços, a rede estiver abrangida pela jurisdição de mais de um Estado-Membro, os Estados-Membros em causa procederão a consultas com vista a assegurar a aplicação coerente do disposto na presente diretiva.

Capítulo VII

Disposições finais

Artigo 24º

1. Em caso de crise súbita no mercado da energia ou de ameaça à segurança física ou outra de pessoas, equipamentos ou instalações ou à integridade da rede, os Estados-Membros podem tomar temporariamente as medidas de salvaguarda necessárias.
2. Essas medidas devem causar a menor perturbação possível no funcionamento do mercado interno, não devendo ser de âmbito mais vasto do que o estritamente necessário para solucionar as dificuldades súbitas verificadas.
3. O Estado-Membro em causa comunicará sem demora essas medidas aos outros Estados-Membros e à Comissão, que pode decidir que o referido Estado-Membro tenha de as alterar ou anular, na medida em que provoquem distorções de concorrência e afetem negativamente o comércio, de modo a que não coincida com o interesse comum.

Artigo 25º

1. Se uma empresa de gás natural deparar ou considerar que virá a deparar com graves dificuldades económicas e financeiras devido aos compromissos assumidos no âmbito de um ou vários contratos "take or pay" de gás, essa empresa poderá enviar ao Estado-Membro em causa, ou à autoridade competente designada, um pedido de derrogação temporária aos artigos 15º e/ou 16º. Conforme a preferência dos Estados-Membros, os pedidos serão apresentados, caso a caso, antes ou depois da recusa de acesso à rede. Os Estados-Membros poderão igualmente permitir às empresas de gás natural que

optem por apresentar um pedido antes ou depois da recusa de acesso à rede. Se uma empresa de gás natural recusar o acesso, o pedido deverá ser apresentado sem demora. Os pedidos devem ser acompanhados de todas as informações pertinentes sobre a natureza e dimensão do problema e sobre os esforços desenvolvidos pela empresa de gás para o resolver.

Caso não existam soluções alternativas adequadas e tendo em conta o disposto no nº 3, o Estado-Membro, ou a autoridade competente designada, pode decidir conceder uma derrogação.

2. O Estado-Membro, ou a autoridade competente designada, deverá comunicar sem demora à Comissão a sua decisão de concessão de tal derrogação, acompanhada de todas as informações relevantes sobre essa derrogação. Essas informações podem ser apresentadas à Comissão sob forma agregada, de modo a permitir-lhe tomar uma decisão bem fundamentada. No prazo de quatro semanas após recepção dessa comunicação, a Comissão poderá solicitar ao Estado-Membro, ou à autoridade competente designada, que altere ou retire a decisão tendente à concessão da derrogação. Se o Estado-Membro, ou a autoridade competente designada, não der seguimento a este pedido no prazo de quatro semanas, será tomada rapidamente uma decisão definitiva nos termos do procedimento I previsto no artigo 2º da Decisão 87/373/CEE.

A Comissão preservará a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.

3. Ao decidir das derrogações a que se refere o nº 1, o Estado-Membro, ou a autoridade competente designada, e a Comissão terão em conta, nomeadamente, os seguintes critérios:
 - a) O objetivo da realização de um mercado do gás concorrencial;
 - b) A necessidade de cumprir com as obrigações de serviço público e de garantir a segurança do fornecimento;
 - c) A posição da empresa de gás natural no mercado do gás e a real situação da concorrência nesse mercado;
 - d) A gravidade das dificuldades económicas e financeiras encontradas por empresas de gás natural e de transporte ou por clientes admissíveis;
 - e) As datas de assinatura e os termos do contrato ou contratos em causa, incluindo o seu grau de adaptabilidade às mutações do mercado;
 - f) Os esforços desenvolvidos para encontrar uma solução para o problema;

- g) A possibilidade de, ao aceitar os seus compromissos de compra obrigatória, a empresa ter razoavelmente previsto, tendo em conta o disposto na presente diretiva, que se viria a defrontar com sérias dificuldades;
- h) O nível de ligação da rede com outras redes e o grau de interoperabilidade destes sistemas; e i) Os efeitos que a concessão de uma derrogação possa ter na aplicação correta da presente diretiva no que diz respeito ao bom funcionamento do mercado interno do gás natural.

Uma decisão sobre um pedido de derrogação relativo a contratos "take or pay" celebrados antes da entrada em vigor da presente diretiva não pode conduzir a uma situação em que não seja possível encontrar soluções alternativas economicamente viáveis. Em todo o caso, não se considerará que existem sérias dificuldades quando as vendas de gás natural não forem inferiores ao nível da quantidade mínima de compra garantida que figure num contrato "take or pay" de gás ou na medida em que o referido contrato possa ser adaptado ou a empresa de gás natural seja capaz de encontrar soluções alternativas.

- 4. A empresa de gás natural às quais não tenha sido concedida uma derrogação na aceção do nº 1 não poderão recusar nem continuar a recusar o acesso à rede devido aos compromissos assumidos no âmbito de um contrato "take or pay" de gás. Os Estados-Membros zelarão pela observância das disposições pertinentes do Capítulo VI.
- 5. Qualquer derrogação concedida nos termos do acima disposto deverá ser devidamente fundamentada.

A Comissão deve publicar a decisão no Jornal Oficial das Comunidades Europeias.

- 6. No prazo de cinco anos a contar da entrada em vigor da presente diretiva, a Comissão apresentará um relatório de avaliação da experiência da aplicação do presente artigo, a fim de permitir que o Parlamento Europeu e o Conselho ponderem, em devido tempo, a necessidade de proceder a adaptações.

Artigo 26º

- 1. Os Estados-Membros que não disponham de uma ligação debita à rede interligada de qualquer dos demais Estados-Membros e tenham apenas um fornecedor externo principal poderão derrogar ao artigo 4º, aos nºs 1, 2, 3 e 4 do artigo 18º e /ou ao artigo 20º da presente diretiva. Será considerado

fornecedor principal o fornecedor que detenha uma quota de mercado superior a 75%. Tal derrogação cessará automaticamente de produzir efeitos no momento em que pelo menos uma das condições mencionadas deixar de ser aplicável. Qualquer derrogação desta natureza será notificada à Comissão.

2. Qualquer Estado-Membro considerado mercado emergente que, em virtude da aplicação da presente diretiva, seja confrontado com sérios problemas, não associados aos compromissos contratuais de compra obrigatória a que se refere o artigo 25º, poderá derrogar ao disposto no artigo 4º, aos nºs 1, 2, 3, 4 e 6 do artigo 18º e/ou no artigo 20º da presente diretiva. Tal derrogação cessará automaticamente de produzir efeitos no momento em que o Estado-Membro deixar de ser considerado emergente. Qualquer derrogação desta natureza será notificada à Comissão.
3. Se a aplicação da presente diretiva provocar graves problemas numa zona geográfica limitada de um Estado-Membro, em particular no tocante à criação de uma infra-estrutura de transporte, o Estado-Membro em causa, com vista a encorajar investimentos, poderá solicitar à Comissão uma derrogação temporária do disposto no artigo 4º, nos nºs 2, 3, 4 e 6 do artigo 18º e/ou no artigo 20º por forma a ter em conta o desenvolvimento nessa zona.
4. A Comissão poderá conceder a derrogação referida no nº 3, tendo em conta, nomeadamente, os seguintes critérios:
 - a necessidade de investimentos infra-estruturais, cujo funcionamento não seria económico num ambiente de mercado competitivo,
 - o nível e as perspectivas de rendimento dos investimentos necessários,
 - a dimensão e maturidade da rede de gás regional em causa,
 - as perspectivas do mercado do gás em questão,
 - as dimensões e características geográficas da zona ou região em causa, e
 - fatores socioeconómicos e demográficos.

Só pode ser concedida uma derrogação se na zona não existir nenhuma infra-estrutura de gás, ou se a infra-estrutura existir há menos de dez anos. A derrogação temporária não poderá exceder dez anos a contar da data do primeiro abastecimento de gás nessa zona.

5. A Comissão informará os Estados-Membros dos pedidos formulados nos termos do nº 3 antes de tomar uma decisão nos termos do nº 4, no respeito

pelo princípio da confidencialidade. Esta decisão, bem como as derrogações a que se referem os n.ºs 1 e 2, será publicada no Jornal Oficial das Comunidades Europeias.

Artigo 27º

1. Antes do final do primeiro ano seguinte à entrada em vigor da presente diretiva, a Comissão apresentará ao Parlamento Europeu e ao Conselho um relatório sobre as condições de harmonização não decorrentes da presente diretiva. Se necessário, a Comissão apensará ao relatório as propostas de harmonização que considerar necessárias ao bom funcionamento do mercado interno do gás natural.
2. O Parlamento Europeu e o Conselho pronunciar-se-ão sobre as referidas propostas no prazo de dois anos após a sua apresentação.

Artigo 28º

A Comissão examinará a aplicação da presente diretiva e apresentará um relatório sobre a experiência adquirida no âmbito do funcionamento do mercado interno do gás natural e da execução das regras gerais referidas no artigo 3º, por forma a que, à luz dessa experiência, o Parlamento Europeu e o Conselho possam estudar, em devido tempo, a possibilidade de adotarem disposições de que resulte numa melhoria do mercado interno do gás natural, as quais produziriam efeitos dez anos após a data de entrada em vigor da presente diretiva.

Artigo 29º

Os Estados-Membros porão em vigor as disposições legislativas, regulamentares e administrativas necessárias para dar cumprimento à presente diretiva o mais tardar dois anos após a data referida no artigo 30º. Desse fato informarão imediatamente a Comissão.

Quando os Estados-Membros adotarem essas disposições, estas deverão incluir uma referência à presente diretiva ou dela ser acompanhadas quando da sua publicação oficial. As modalidades dessa referência serão estabelecidas pelos Estados-Membros.

Artigo 30º

A presente diretiva entra em vigor no vigésimo dia seguinte ao da sua publicação no Jornal Oficial das Comunidades Europeias.

Artigo 31º

Os Estados-Membros são destinatários da presente diretiva.