

# GÁS

## NATURAL

APLICADO À INDÚSTRIA E AO GRANDE COMÉRCIO

---

JORGE VENÂNCIO DE FREITAS MONTEIRO  
JOSÉ ROBERTO NUNES MOREIRA DA SILVA

---

**Blucher**

**COMGAS**  
Natural

# **GÁS NATURAL** aplicado à indústria e ao grande comércio

**Blucher**

Jorge Venâncio de Freitas Monteiro  
José Roberto Nunes M. da Silva

# **GÁS NATURAL** aplicado à indústria e ao grande comércio



*Gás natural aplicado à indústria e ao grande comércio*

© 2010 Jorge Venâncio de Freitas Monteiro

José Roberto Nunes M. da Silva

1ª edição – 2010

Editora Edgard Blücher Ltda.

---

# Blucher

Rua Pedroso Alvarenga, 1.245, 4º andar

04531-012 – São Paulo – SP – Brasil

Tel.: 55 (11) 3078-5366

**editora@blucher.com.br**

**www.blucher.com.br**

Segundo Novo Acordo Ortográfico, conforme 5. ed.  
do *Vocabulário Ortográfico da Língua Portuguesa*,  
Academia Brasileira de Letras, março de 2009.

É proibida a reprodução total ou parcial por quaisquer  
meios, sem autorização escrita da Editora.

---

Todos os direitos reservados pela Editora Edgard Blücher Ltda.

## FICHA CATALOGRÁFICA

---

Monteiro, Jorge Venâncio de Freitas

Gás natural aplicado à indústria e ao grande comércio /  
Jorge Venâncio de Freitas Monteiro, José Roberto Nunes M.  
da Silva. -- São Paulo: Blucher: Comgas, 2010.

### Bibliografia

1. Gás natural – Brasil – Comércio 2. Gás natural – Bra-  
sil – Indústria I. Silva, José Roberto Nunes M. da. II. Título.

10-08545

CDD-665.7081

---

### Índices para catálogo sistemático:

1. Brasil: Gás natural Indústria: Tecnologia 665.7081
2. Brasil: Gás natural: Comércio: Tecnologia 665.7081



# Homenagem Póstuma a Pedro Luiz Dus

Os autores, ainda transtornados pela recente perda do amigo e colega, não poderiam finalizar esta obra sem prestar sua homenagem póstuma ao amigo e colega da COMGÁS, Pedro Luiz Dus.

Acompanhamos a trajetória deste brilhante profissional por quase vinte anos, e na condição de observadores privilegiados, pudemos comprovar a sua profícua atuação no mercado da distribuição do gás natural e testemunhar os seus valores pessoais tais como honestidade, perseverança, ética, coleguismo, etc.

Pedro Dus atuou em inúmeros projetos de estações de gás em indústrias, sistemas de automação e aquisição de dados, etc. por todo o território nacional. Em todos eles, foi notório o excelente suporte técnico por ele prestado, razão pela qual, ele se tornou um nome consagrado e uma referência na comunidade gasífera do Brasil. Pedro foi um encorajador desta publicação, sendo ele citado em vários capítulos, em face da excelência dos trabalhos por ele produzidos. Os autores não poderiam, portanto deixar de registrar o seu eterno agradecimento e pesar pela sua perda





# Apresentação

Nos últimos dez anos, o gás natural vem ocupando um papel de destaque na indústria e grande comércio no Brasil, face às suas inigualáveis vantagens ambientais e à eficiência energética que é obtida com a sua utilização.

Existe, no entanto, uma carência no que se refere à literatura técnica ligada a este energético que forneça uma abordagem sistematizada e holística do assunto. Os profissionais envolvidos com o gás natural na indústria e grande comércio, ao se depararem com a necessidade de obter informações técnicas a ele relacionadas, acabam por encontrar documentos fragmentados (normas, catálogos, regulamentos etc.), os quais possibilitam um entendimento às vezes detalhado, porém focado em um tópico específico. Esta publicação se propõe a contribuir para atenuar esta lacuna existente no Brasil, por meio da abordagem do tema, de maneira a possibilitar a sua visão global e abrangente.

O capítulo 1, de caráter introdutório, aborda os fundamentos da normalização, regulação técnica, meio ambiente e regulação das empresas de rede, com ênfase à realidade do Estado de São Paulo, possibilitando uma visão abrangente do seara regulatório do gás natural e a compreensão de temas complexos, como por exemplo, a formação das tarifas.

O capítulo 2 fornece uma visão do mercado do gás natural no mundo, no Brasil e particularmente nos segmentos da indústria e grande comércio.

O capítulo 3 aborda o energético gás natural propriamente dito, sua composição, propriedades, infraestrutura para obtenção, transporte e distribuição etc.

O capítulo 4 descreve os equipamentos e materiais usados para a distribuição do gás natural.

O capítulo 5 aborda as instalações internas de gás natural na indústria e grande comércio, seus equipamentos térmicos e queimadores.

O capítulo 6 fornece uma visão teórica da medição do gás, natural bem como da instrumentação e automação aplicadas no segmento em questão.

O capítulo 7 descreve as aplicações do gás natural na indústria e grande comércio.

Por fim, o capítulo 8 faz uma abordagem dos aspectos específicos de segurança ligados à aplicação do gás natural nos segmentos em questão, tais como análise de riscos, classificação de áreas, proteção contra sobrepessão e segurança na combustão.

*Os autores*



# Conteúdo

## 1. INTRODUÇÃO

1.1	A história do gás natural no Brasil .....	17
1.2	Noções de normalização e regulamentação técnica .....	18
1.2.1	Normalização.....	19
1.2.2	Regulamentação técnica.....	20
1.3	Noções de regulação das empresas de rede.....	20
1.3.1	Regulação econômica do mercado das empresas de rede de gás combustível no mundo .....	21
1.3.2	Regulação econômica do mercado das empresas de rede de gás combustível no Brasil .....	23
1.4	Tarifação do gás natural.....	25
1.4.1	Custo do gás ( <i>commodity</i> ).....	26
1.4.2	Custo do transporte do gás .....	26
1.4.3	Custo da margem de distribuição .....	27
1.4.4	Classes tarifárias .....	29
1.5	O gás natural e o meio ambiente .....	30
1.5.1	Generalidades .....	30
1.5.2	Poluição atmosférica .....	31
1.5.2.1	Gases sulfurosos (SO) .....	31
1.5.2.2	Óxidos de nitrogênio (NO <sub>x</sub> ) .....	31

1.5.2.3	Monóxido de carbono (CO).....	32
1.5.2.4	Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ).....	32
1.5.2.5	Material particulado.....	32
1.5.2.6	Ação combinada dos poluentes.....	32
1.5.3	As vantagens do gás natural.....	33
1.6	Referências Bibliográficas.....	35
<b>2. O MERCADO DO GÁS NATURAL</b>		
2.1	O mercado de gás natural no mundo .....	37
2.2	O mercado de gás natural no Brasil .....	39
2.3	O mercado brasileiro de gás natural no setor industrial e do grande comércio .....	43
2.4	Meios alternativos de fornecimento de gás natural para a indústria e do grande comércio – GNC e GNL .....	45
2.5	Referências Bibliográficas.....	47
<b>3. O GÁS NATURAL</b>		
3.1	Introdução .....	49
3.2	Origem.....	50
3.3	Composição.....	50
3.4	Principais propriedades.....	51
3.4.1	Poder calorífico superior .....	51
3.4.2	Poder calorífico inferior.....	51
3.4.3	Densidade absoluta.....	52
3.4.4	Densidade relativa ( $\rho_r$ ) .....	52
3.4.5	Índice de Wobbe .....	52
3.4.6	Temperatura de chama adiabática.....	53
3.4.7	Limite de flamabilidade .....	54
3.5	Odorização do gás natural.....	54
3.6	Exploração do gás natural.....	54
3.7	Processamento.....	55
3.8	Transporte.....	56
3.9	Distribuição .....	56
3.10	Transporte e distribuição alternativos.....	57
3.10.1	Transporte a granel de gás natural comprimido (GNC) .....	57
3.10.2	Transporte a granel de gás natural liquefeito (GNL) .....	60
3.11	Princípios básicos da combustão .....	60
3.11.1	Estequiometria.....	62
3.11.2	Produtos da combustão.....	66
3.12	Referências Bibliográficas.....	68

#### 4. EQUIPAMENTOS E MATERIAIS PARA GÁS NATURAL

4.1	Tubulações para gás natural.....	69
4.2	Válvulas em geral.....	69
4.3	Filtragem do gás natural.....	70
4.3.1	Modalidades de filtração.....	71
4.3.2	Filtros típicos.....	72
4.3.2.1	Filtros tipo cesto (superfície).....	72
4.3.2.2	Filtros tipo cartucho.....	73
4.3.2.3	Filtro temporário.....	74
4.4	Reguladores de pressão.....	74
4.4.1	Conjunto de restrição.....	74
4.4.2	Atuador.....	74
4.4.3	Funcionamento do regulador (ação direta).....	75
4.5	Reguladores pilotados.....	78
4.5.1	Funcionamento do regulador pilotado.....	78
4.6	Válvulas de alívio e de segurança.....	80
4.6.1	Válvula tipo <i>pop-relief</i> ou <i>token-relief</i> .....	80
4.6.2	Válvula de alívio com pressão de abertura fixa.....	81
4.6.3	Válvula de alívio pilotada.....	82
4.7	Válvula de bloqueio automático.....	82
4.8	Conjuntos de regulação e/ou conjuntos de regulação e medição de gás.....	84
4.9	Referências Bibliográficas.....	85

#### 5. REDES INTERNAS DE GÁS NATURAL E EQUIPAMENTOS TÉRMICOS

5.1	Introdução.....	87
5.2	Redes internas do gás natural.....	88
5.2.1	Diretrizes para projeto e traçado das redes de distribuição interna de gás natural.....	89
5.2.1.1	Diretrizes gerais.....	89
5.2.1.2	Posicionamento de válvulas.....	90
5.2.1.3	Travessias de parede, laje e piso.....	91
5.2.1.4	Afastamentos das tubulações.....	92
5.2.2	Documentação de uma rede de distribuição interna de gás natural.....	92
5.2.3	Modalidades de redes internas de gás natural.....	93
5.2.3.1	Redes internas de gás natural aéreas.....	93
5.2.3.2	Redes internas de gás natural enterradas.....	94
5.2.3.3	Redes internas de gás natural dispostas em canaletas.....	97
5.2.3.4	Redes internas de gás natural embutidas em paredes.....	98

5.2.4	Abrigo para os equipamentos de gás da concessionária do Conjunto de Regulagem e Medição – CRM.....	98
5.2.4.1	Abrigos para consumidores industriais.....	98
5.2.4.2	Abrigos para consumidores do grande comércio .....	99
5.2.5	Dimensionamento das redes internas de distribuição de gás natural.....	100
5.2.6	Comissionamento.....	101
5.2.7	Manutenção das redes internas de gás natural.....	101
5.3	<b>Queimadores/sistemas de combustão.....</b>	<b>102</b>
5.3.1	Características dos queimadores .....	103
5.3.1.1	Faixa operacional.....	103
5.3.1.2	Estabilidade da chama.....	104
5.3.1.3	Formato da chama .....	104
5.3.2	Processo de ignição dos queimadores .....	104
5.3.2.1	Ignição manual .....	104
5.3.2.2	Ignição automática.....	104
5.3.3	Regulagem da capacidade dos queimadores.....	104
5.3.3.1	Regulagem de capacidade manual.....	105
5.3.3.2	Regulagem de capacidade automática.....	105
5.3.4	Classificação dos queimadores.....	106
5.3.4.1	Queimadores com pré-mistura ar/gás.....	107
5.3.4.2	Queimadores com mistura no local de queima.....	109
5.3.4.3	Queimadores duais (óleo e gás).....	112
5.4	<b>Equipamentos térmicos.....</b>	<b>113</b>
5.4.1	Geradores a vapor.....	113
5.4.1.1	Geradores a vapor tipo fogotubulares (também denominados de flamotubulares e/ou pirotubulares) .....	113
5.4.1.2	Geradores a vapor tipo aquatubulares.....	115
5.4.1.3	Comparação entre geradores a vapor fogotubulares com aquatubulares.....	115
5.4.1.4	Geradores a vapor tipo misto .....	116
5.4.2	Geradores de água quente .....	116
5.4.3	Geradores de fluido térmico.....	116
5.4.4	Geradores de gases quentes.....	117
5.4.5	Fornos .....	117
5.4.6	Estufas.....	117
5.5	<b>Conversão de equipamentos térmicos para o gás natural.....</b>	<b>117</b>
5.5.1	Modalidades de conversão .....	118
5.5.1.1	Conversão de equipamentos térmicos dos óleos combustíveis/diesel para o gás o natural .....	118

5.5.1.2	Conversão de equipamentos térmicos do GLP (fase gasosa) ao gás natural .....	119
5.6	Referências Bibliográficas .....	120
<b>6.</b>	<b>INSTRUMENTAÇÃO, MEDIÇÃO E AUTOMAÇÃO APLICADAS À DISTRIBUIÇÃO INDUSTRIAL DO GÁS NATURAL</b>	
6.1	Introdução .....	121
6.2	Instrumentação de processo aplicada à indústria de gás .....	122
6.2.1	Medição de pressão .....	122
6.2.1.1	Manômetro de coluna líquida .....	122
6.2.1.2	Manômetro mola tubular (tipo Bourdon) .....	123
6.2.1.3	Transdutores de pressão .....	124
6.2.2	Medição de temperatura .....	125
6.2.2.1	Termopar .....	125
6.2.2.2	Sensores de temperatura do tipo bulbo de resistência .....	126
6.2.2.3	Termômetros bimetálicos .....	126
6.2.2.4	Termômetro à dilatação de líquido .....	127
6.2.3	Cromatografia .....	128
6.3	Aquisição de dados de instrumentos .....	130
6.4	Conceitos básicos inerentes à medição do gás natural .....	131
6.4.1	Incerteza e erro de medição .....	131
6.4.2	A conversão do volume do gás natural .....	132
6.5	Medidores de gás natural .....	134
6.5.1	Classificação dos medidores de gás natural .....	134
6.5.1.1	Classificação quanto ao seu princípio de funcionamento .....	134
6.5.1.2	Classificação quanto à aplicação .....	134
6.5.2	Medidores mais aplicados na indústria .....	135
6.5.2.1	Placas de orifício .....	135
6.5.2.2	Medidor tipo diafragma .....	136
6.5.2.3	Medidor tipo turbina .....	136
6.5.2.4	Medidor tipo rotativo .....	137
6.5.2.5	Medidor tipo ultrassom .....	138
6.5.2.6	Medidor tipo coriolis .....	138
6.6	Unidades de conversão de volume de gás .....	139
6.6.1	Conversores de volume de gás tipo PTZ .....	140
6.6.2	Computadores de vazão .....	140
6.7	Referências Bibliográficas .....	141
<b>7.</b>	<b>APLICAÇÃO NO SETOR INDUSTRIAL E DO GRANDE COMÉRCIO</b>	
7.1	Introdução .....	143

7.2	Aplicações na indústria.....	143
7.2.1	Aplicação na indústria automobilística.....	144
7.2.2	Aplicação na indústria de alimentos e bebidas .....	144
7.2.3	Aplicação nas indústrias química e petroquímica.....	145
7.2.4	Aplicação na indústria vidreira .....	145
7.2.5	Aplicação na indústria têxtil .....	146
7.2.6	Aplicação na siderurgia .....	146
7.2.7	Aplicação na indústria de borracha .....	146
7.2.8	Aplicação na indústria metalúrgica.....	147
7.2.9	Aplicação na indústria cerâmica .....	147
7.2.10	Aplicação na indústria de papel e celulose.....	148
7.2.11	O uso do gás natural como matéria-prima na indústria.....	148
7.3	Aplicações no grande comércio.....	148
7.3.1	Equipamentos tipicamente usados no segmento do grande comércio .....	148
7.3.1.1	Calandra .....	148
7.3.1.2	Aquecedor de ambiente.....	149
7.3.1.3	Gerador a vapor.....	149
7.3.1.4	Outros equipamentos.....	149
7.4	Uso do gás natural na cogeração .....	149
7.4.1	Modalidades de cogeração .....	151
7.4.1.1	Cogeração com turbina a vapor.....	151
7.4.1.2	Cogeração com turbina a gás.....	152
7.4.1.3	Cogeração com ciclo combinado.....	153
7.4.1.4	Cogeração com motor alternativo .....	154
7.5	Climatização (ar-condicionado).....	155
7.5.1	Os ciclos de refrigeração .....	156
7.5.2	Equipamentos usados para sistemas de ar-condicionado .....	157
7.5.2.1	Resfriadores de líquido por absorção ( <i>chillers</i> ) .....	158
7.5.2.2	Bombas de calor do tipo GHP ( <i>gas heat pump</i> ).....	160
7.6	Referências Bibliográficas.....	162

## 8. SEGURANÇA DO GÁS NATURAL APLICADA À INDÚSTRIA E AO GRANDE COMÉRCIO

8.1	Introdução .....	163
8.2	A análise de riscos .....	164
8.2.1	Fundamentos para a realização de análises de risco .....	164
8.3	Classificação de áreas .....	168
8.3.1	Fundamentos de classificação de áreas.....	169
8.3.2	Técnicas de proteção.....	170

8.3.2.1	Invólucros à prova de explosão (Ex d).....	171
8.3.2.2	Invólucro pressurizado (Ex p) .....	171
8.3.2.3	Encapsulamento (Ex m) .....	172
8.3.2.4	Imersão em óleo (Ex o) e imersão em areia (Ex q).....	172
8.3.2.5	Segurança intrínseca.....	172
8.3.2.6	Segurança aumentada (Ex e) .....	173
8.3.2.7	Segurança aumentada (Ex n) .....	174
<b>8.4</b>	<b>Fundamentos de proteção contra sobrepessão .....</b>	<b>174</b>
8.4.1	Proteção por alívio.....	175
8.4.2	Proteção por contenção .....	176
8.4.2.1	Proteção por sistema de bloqueio.....	176
8.4.2.2	Proteção por contenção por regulação em série.....	176
8.4.2.3	Proteção por contenção por regulação tipo monitor espera .....	177
8.4.2.4	Proteção por contenção por regulação tipo monitor ativo ....	178
8.4.2.5	Proteção por contenção por sistema monitor alívio.....	179
<b>8.5</b>	<b>Segurança na combustão do gás natural .....</b>	<b>179</b>
8.5.1	Sistemas de proteção de chama baseados na produção de calor .....	181
8.5.2	Sistemas de proteção de chama baseados no uso de sensores óticos.....	181
8.5.3	Sistemas de proteção de chama baseados em ionização .....	181
<b>8.6</b>	<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>181</b>





# Introdução

## 1.1 A história do gás natural no Brasil

A história do gás canalizado começou no século XIX e se desenvolveu em um ritmo que pode ser considerado satisfatório até a primeira metade de século XX, se for levada em conta a conjuntura econômica da época. A partir dos anos 1950 até a década de 1990, no entanto, o setor se estagnou, ou até mesmo regrediu, sendo que no fim desse período a distribuição se limitava aos estados do Rio de Janeiro e São Paulo. É importante ressaltar que já existiram redes de distribuição na primeira metade do século passado nas cidades de Porto Alegre, Salvador, Ouro Preto, Taubaté, Santos, Belém e Recife.

Em 1851, Irineu Evangelista de Souza, o Barão de Mauá, assinou um contrato para iluminação a gás no Rio de Janeiro, surgindo assim, de acordo com a CEG [1], em 1854, no Rio de Janeiro, com a denominação de Companhia de Iluminação a Gás, mais tarde chamada de Companhia Estadual de Gás (CEG) [1]. Com a privatização, em julho de 1997, a empresa foi desmembrada em duas, a CEG e a Riogas, para o interior do estado.

Em São Paulo, a história da [2] Companhia de Gás de São Paulo (Comgás) começou oficialmente em 28 de agosto de 1872, quando a então denominada *San Paulo Gas Company* (empresa inglesa) recebeu a autorização do Império para a prestação de serviços de distribuição de gás canalizado, de acordo com o Decreto n. 5071. Em 1974 ocorreu a mudança do nome para a atual denominação Companhia de Gás de São Paulo. Em 14 de abril de 1999, o controle acionário da Comgás foi arrematado pelo consórcio formado pela British Gas e pela Shell, por R\$ 1,65 bilhão. Nesse

período foram utilizados para distribuição, entre outros, o gás de carvão (1872 a 1972), o gás manufacturado de nafta e, a partir de 1989, o gás natural. O processo de conversão do gás manufacturado para o gás natural ocorreu entre 1993 e 1997. Esse último evento criou as condições necessárias para o crescimento desse mercado.

Em 1996, a Petrobras assinou um contrato de compra e venda de gás natural boliviano. O volume inicial de 4 milhões de metros cúbicos/dia atingiu em 2008 a quantidade de 8,1 milhões de metros cúbicos/dia.

## 1.2 Noções de normalização e regulamentação técnica

A normalização e a regulamentação técnica constituem elementos fundamentais para a indústria do gás, levando em consideração sua necessidade de atender a rígidos padrões de segurança e meio ambiente. O Brasil encontra-se em uma posição de destaque pelo fato de possuir um sistema integrado destinado a tratar dessas questões. Esse sistema é o chamado [3] Sistema Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Sinmetro), instituído pela Lei 5966, de 11 de dezembro de 1973, com a finalidade de formular e executar a política nacional de metrologia, normalização e avaliação de conformidade de produtos, serviços etc. O Sinmetro tem como órgão normativo o Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Conmetro), que por sua vez é integrado pelos seguintes Comitês, que tratam das matérias específicas de sua competência (ver Figura 1.1):

- Comitê Brasileiro de Avaliação de Conformidade (CBAC);
- Comitê Brasileiro de Metrologia (CBM);
- Comitê Brasileiro de Normalização (CBN);
- Comitê Brasileiro de Regulamentação (CBR);
- Comitê de Coordenação de Barreiras Técnicas ao Comércio (CBTC);
- Comitê Codex Alimentarius do Brasil (CCAB).

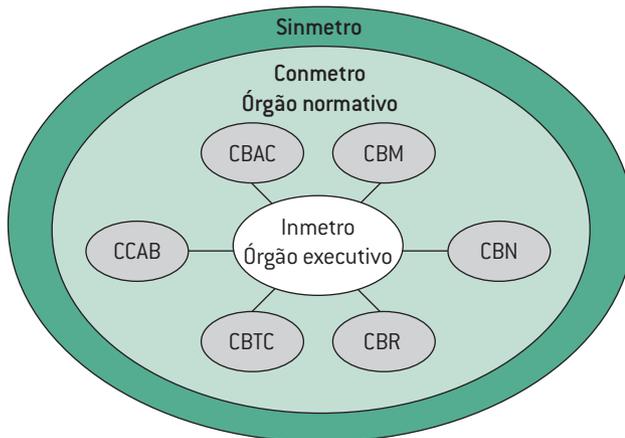


Figura 1.1. O Sinmetro

Para o setor do gás são particularmente importantes os Comitês Brasileiros de Avaliação de Conformidade (CBAC), de Metrologia (CBM), de Normalização (CBN) e de Regulamentação (CBR). É de fundamental importância que se entenda a diferença entre Normalização e Regulamentação, uma vez que ambas estão presentes na cadeia de produção, transporte e distribuição do gás natural.

### 1.2.1 Normalização

A normalização é um dos pilares das sociedades modernas. A normalização vem se desenvolvendo desde o final do século XIX como atividade sistematizada. Ela se iniciou nas indústrias mecânica, elétrica e da construção civil, passando a incorporar com o tempo outras atividades. A norma, segundo a ABNT ISO/IEC Guia 2: 2006 [4], pode ser definida como:

Norma é um documento estabelecido por consenso e aprovado por um organismo reconhecido, que fornece, para uso comum e repetitivo, regras, diretrizes ou características para atividades ou seus resultados, visando à obtenção de um grau ótimo de ordenação em um dado contexto.

Embora existam diversas conceituações para normas técnicas, todas elas incorporam duas características básicas, que são o caráter voluntário e o consenso na sua elaboração.

No Brasil, as normas técnicas são elaboradas e aprovadas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A ABNT, fundada em 1940, é uma entidade privada, sem fins lucrativos, reconhecida em 1992 como o único Foro Nacional de Normalização, conforme resolução do Conmetro.

A elaboração das Normas Técnicas no Brasil tem se constituído em um pilar fundamental para o crescimento da distribuição do gás natural e o aumento da sua participação na matriz energética, com elevados padrões de qualidade e segurança. Essa atividade fica a encargo dos comitês técnicos de normalização da ABNT. Para o caso da distribuição de gás, a normalização feita pelo ABNT/CB-9 (Comitê Brasileiro de Gases Combustíveis), no que se refere às instalações propriamente ditas e pela comissão de estudos, e pelo CE – 04:005.10 – Instrumentos de medição de vazão de fluidos – do ABNT/CB-04 (Comitê Brasileiro de Máquinas de Equipamentos Mecânicos) no que tange a medição deste energético.

Normas internacionais também são comumente usadas na distribuição do gás, principalmente as elaboradas na Europa e nos Estados Unidos, oriundas de diversos organismos de normalização, tais como da International Organization for Standardization (ISO), do Comitê Europeu de Normalização (Normas EN), do Institution of Gas Enginners (IGE) da Inglaterra, da American Gas Association (AGA), da American National Standards Institute (ANSI), da – American Society for Testing and Materials (ASTM) etc.

### 1.2.2 Regulamentação técnica

A regulamentação técnica constitui a atividade de elaboração, implementação, revisão ou atualização de regulamentos técnicos por autoridade governamental. Em linhas gerais, a sua principal diferença da normalização é o caráter compulsório que a caracteriza. O regulamento técnico pode ser definido da seguinte forma, segundo ABNT ISO/IEC Guia 2: 2006 [4]:

Regulamento Técnico é um documento que contém regras de caráter obrigatório e que é adotado por uma autoridade. Estabelece requisitos técnicos, seja diretamente, seja pela referência ou incorporação do conteúdo de uma norma, de uma especificação técnica ou de um código de prática.

Segundo o Ministério da Ciência e Tecnologia [3], os regulamentos técnicos são documentos normativos de caráter compulsório que contêm requisitos aplicáveis a tecnologias de produtos (incluindo serviços), processos ou bens, relacionados principalmente a saúde, meio ambiente, defesa do consumidor e práticas enganosas de comércio. Hoje em dia, a tendência é que a regulamentação técnica se restrinja a requisitos essenciais do objeto regulamentado, ou seja, contenha disposições associadas a características de desempenho do objeto, adotando como referência as normas técnicas.

No Brasil, o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro) possui inúmeros regulamentos e portarias que se aplicam à distribuição do gás canalizado. Esses documentos abordam majoritariamente aspectos ligados a metrologia legal<sup>1</sup> e a segurança dos consumidores. As agências reguladoras, tais como a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Agência Reguladora de Saneamento e Energia de São Paulo (Arseps), em aditamento às suas atividades de regulamentação econômica do mercado de energia e de empresas de rede, também elaboram regulamentos técnicos ou portarias que se relacionam direta ou indiretamente à qualidade da distribuição do gás natural.

### 1.3 Noções de regulação das empresas de rede

A regulação econômica do mercado das empresas de rede (concessionárias de gás, água, eletricidade etc.) envolve uma ampla gama de objetivos, tais como a promoção da competição, o incentivo à eficiência, a garantia de livre acesso às redes (em mercados consolidados), a correção das imperfeições do mercado e, principalmente, a garantia de qualidade ao serviço prestado que, no caso específico do

---

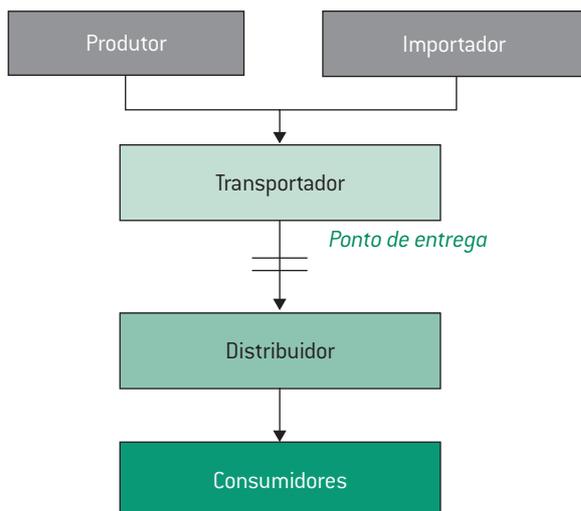
<sup>1</sup> Segundo o MCT *apud* OIML, Metrologia legal é: “a parte da metrologia que trata das unidades de medida, métodos de medição e instrumentos de medição, em relação às exigências técnicas e legais obrigatórias, cujo objetivo é assegurar a garantia pública do ponto de vista da segurança e da exatidão das medições”.

nosso tema, refere-se à distribuição do gás canalizado. A implantação das denominadas doutrinas regulatórias tem, em menor ou maior intensidade, ocorrido em praticamente todos os países do mundo, os quais têm passado por transformações que começaram a ocorrer na década de 1990, e que implicaram um reordenamento na indústria do gás natural e no comportamento dos seus agentes.

No Brasil, esse processo encontra-se em evolução, havendo inúmeros regulamentos publicados. A regulação econômica do mercado do gás natural no Brasil é executada pela ANP (transporte) em âmbito federal, ficando nos estados a encargo das agências reguladoras estaduais, tais como a Arsesp, para o caso do estado de São Paulo (distribuição).

### 1.3.1 Regulação econômica do mercado das empresas de rede de gás combustível no mundo

As empresas Distribuidoras de Gás, a exemplo do que ocorreu com a energia elétrica, foram se agigantando desde o início do século XX em torno das suas áreas geográficas de atuação. Por volta dos anos 1950 era notória a atuação dessas empresas nas condições de monopólio territorial e de serviço público, com forte grau de integração vertical e horizontal. Dessa forma, sob o ponto de vista econômico, essas empresas possuíam tendência para a concentração de capital. A Figura 1.2 ilustra o modelo clássico da cadeia de abastecimento do seu insumo de uma empresa de rede (por exemplo, de gás canalizado) em um ambiente tipicamente de monopólio natural não regulamentado.

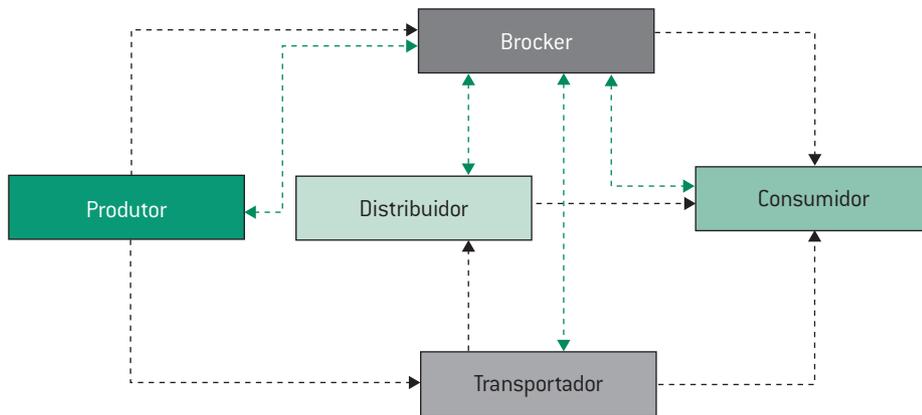


**Figura 1.2** Modelo clássico de atuação das empresas de rede

FONTE: Autores.

A partir dos anos 1960 esse modelo passa a ser questionado no que tange a sua eficiência, e no presente momento a indústria do gás natural vive um

período de transição paradigmática caracterizado pelo incentivo à concorrência, privatizações das empresas, abertura de terceiros às redes de transporte e distribuição etc. O carro-chefe desse processo de mudanças é a denominada doutrina regulatória, a qual procura manter a estabilidade dos agentes econômicos a consistência temporal. A Figura 1.3 ilustra o modelo da cadeia de abastecimento de uma empresa de rede. Nela, pode-se observar que o acesso ao insumo (gás canalizado, por exemplo) pode ser comercializado de diferentes maneiras, uma vez que foi introduzido o acesso a terceiros das redes (gasodutos), o que é geralmente viabilizado por meio de um novo coadjuvante denominado de *broker*.



**Figura 1.3** Modelo em implementação no mundo de atuação das empresas de rede

FONTE: Autores.

A introdução deste novo modelo pode ser exemplificado com o que ocorreu nos Estados Unidos. Até os anos 1980 havia controles de preços nessa nação. O modelo clássico trouxe problemas, como o racionamento, nos anos 1970, e, depois, excesso de oferta (bolha do gás). A mudança começou nos anos 1970, culminando em 1992 com a publicação da Ferc<sup>2</sup> – ordem 636. De acordo com essa lei, as empresas proprietárias dos gasodutos são exclusivamente transportadoras (a não mais vendedoras e transportadoras, como anteriormente).

As concessionárias de gás canalizado passaram a oferecer os denominados *unbundled services*, por meio dos quais um consumidor pode escolher um “pacote” de fornecimento de GN que compreende a escolha do fornecedor, transportador, armazenador e outros serviços. Empresas especializadas (*brokers*) surgiram para gerir esses serviços. Todos os preços foram desregulamentados.

<sup>2</sup> A sigla “Ferc” se refere à Federal Energy Regulatory Commission, que é o órgão federal de regulação econômica dos Estados Unidos.

### 1.3.2. Regulação econômica do mercado das empresas de rede de gás combustível no Brasil

As empresas de rede no Brasil eram reguladas pelo regime de concessão/delegação pelos municípios (atividade de serviço público).

Com o tempo, os serviços públicos no Brasil foram transferidos para os estados em virtude de uma série de razões, tais como problemas relacionados ao regime de remuneração garantida, demandas nacionalistas, e até mesmo desinteresse da concessionária em renovar a concessão. Esse processo teve início na década de 1930, com a promulgação do Decreto-Lei n. 395, de 1938, que criou o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), o qual, durante o período de 1939 a 1953, supervisionava, regulamentava e executava as atividades petrolíferas no Brasil. Em 3 de outubro de 1953, foi promulgada a Lei 2.004, a qual basicamente instituiu, a favor da União, o monopólio estatal do petróleo, por intermédio da Petrobras como órgão da sua execução. A Petrobras passou a exercer as atividades relacionadas com a produção de gás, como uma extensão dessa lei, caracterizando-se assim uma situação de monopólio.

A partir de 1988, uma série de acontecimentos começou a criar um cenário promissor para a indústria do gás canalizado. Foi promulgada a Constituição da República Federativa do Brasil, de 5 de dezembro 1988 [5], com os seguintes artigos que afetam esse setor:

- Artigo 177: Monopólio da União – quanto ao petróleo e gás natural – pesquisa e lavra (produção) das jazidas, importação e exportação e transporte. A Petrobras, por força da Lei n. 2.004/53, é a executora do monopólio da União.
- Artigo 25, parágrafo 2º: Distribuição de Gás Natural, na forma canalizada, é competência dos estados, sob regime de concessão ou exploração direta.

A regulação e a fiscalização passaram a caber:

- Nas atividades de competência da União: Ao Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), órgão do Ministério de Minas e Energia (mais tarde extinto pela criação da ANP, em 1997, pela Lei n. 9.478).
- Nas atividades de competência dos estados: Aos governos estaduais, na qualidade de poder concedente dos serviços.

Nessa época, foram criadas empresas de distribuição de gás nos estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

A estruturação do marco regulatório que representou um fator de alavancagem para o desenvolvimento da indústria do gás natural foi a promulgação da Lei n. 9.478/97 [6], que dispôs acerca da política energética nacional e as atividades

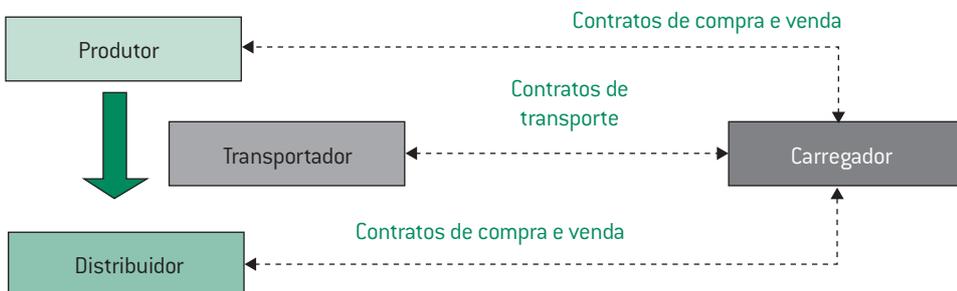
relacionadas ao monopólio do petróleo. Essa lei instituiu o Conselho Nacional da Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), e fornece parâmetros para a política de preços do petróleo, dos derivados e do gás natural. Ela estabelece ainda que o monopólio da União pode ser exercido mediante concessão ou autorização por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. Basicamente, a partir da promulgação dessa lei, o governo deixa de ser operador e interventor para se tornar apenas regulador e controlador das operações de concessionários com a função principal de criar normas e procedimentos, e de fiscalizar sua aplicação. O foco principal da ação governamental volta a ser o interesse da sociedade em geral e dos usuários dos produtos e serviços em particular. A criação do CNPE e da ANP visou construir uma nova matriz energética brasileira, com os seguintes enfoques:

- alinhar o Brasil com o estado da arte mundial;
- tornar o país industrialmente competitivo nos fronts interno e externo;
- permitir o desenvolvimento de políticas de resultado social como o emprego e a distribuição da renda nacional.

A ANP é uma autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia. Suas principais funções são:

- licitar e fiscalizar as atividades da Concessionária;
- autorizar refino, importação e exportação, processamento e transporte do gás, derivados e petróleo.

Com a criação da ANP foi idealizado um modelo de regulação econômica calcado nos anseios do mercado de energia no mundo, na época, e que prevê as figuras do produtor de gás natural, do transportador e do carregador, similares à figura do *broker* (Figura 1.4).



**Figura 1.4** Modelo brasileiro de regulação da produção e transporte do gás natural

O CNPE possui funções consultivas, estabelecendo políticas nacionais e propondo subsídios ao Congresso Nacional.

No âmbito do Estado de São Paulo foi promulgada a Lei Estadual n. 9.361 [7], de 1996, que criou o Programa Estadual de Desestatização e Reestruturação das Empresas Energéticas do Estado de São Paulo (PED). A Lei Complementar n. 833/95 [8], por sua vez, criou a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), órgão regulador do Estado de São Paulo – atual Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arseps) – o qual possui as seguintes diretrizes:

- coibir a ocorrência de discriminação no uso e acesso à energia;
- proteger o consumidor quanto a preços, continuidade e qualidade do fornecimento de energia;
- aplicar metodologias que proporcionem a modicidade das tarifas;
- assegurar à sociedade amplo acesso às informações sobre a prestação dos serviços públicos de energia e a atividade da Comissão;
- publicidade das informações quanto à situação dos serviços e aos critérios de determinação das tarifas.

As suas competências são, entre outras:

- cumprir e fazer cumprir a legislação específica relacionada à energia;
- regular, controlar e fiscalizar a geração, produção, transmissão, transporte e distribuição de energia, naquilo que lhe couber originariamente ou por delegação;
- fixar normas, recomendações técnicas e procedimentos relativos aos serviços de energia;
- aprovar níveis e estruturas tarifárias;
- promover e organizar licitações para outorga de concessão ou permissão de serviços públicos de energia;
- promover e organizar licitações para outorga de concessão ou permissão de serviços públicos de energia.

## **1.4 Tarifação do gás natural**

As sistemáticas atuais de tarifação no Brasil tendem a refletir as linhas mestras preconizadas pela reestruturação da indústria do gás natural nos Estados Unidos, ocorrida no início dos anos 1980, que foram resumidas na Seção 1.3. Segundo Krause [9], esse movimento conferiu especial importância à separação contábil e até societária das atividades de produção, transporte e comercialização do gás natural.

O Brasil procurou se alinhar com esse movimento por ocasião das reformas da indústria do gás ocorridas nos anos 1990, particularmente no estado de São Paulo, que foi o pioneiro na implantação de doutrinas regulatórias modernas, por ocasião do plano de desestatização. Neste estado, a tarifa do gás natural

foi estabelecida por meio da equação a seguir, por ocasião da outorga de concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado às três concessionárias existentes:

$$T = P_G + P_T + M_D \quad (1.1)$$

Onde:

$T$  é a tarifa do gás;

$P_G$  é o custo do gás (*commodity*);

$P_T$  é o custo do transporte do gás;

$M_D$  é a margem de distribuição.

Diante do exposto, o preço do gás natural que é vendido às concessionárias é composto, fundamentalmente, por duas parcelas, uma referida como *commodity*, destinada a remunerar o produtor, e outra denominada tarifa de transporte, destinada ao serviço de movimentação do gás entre as áreas de produção e consumo.

#### 1.4.1 Custo do gás (*commodity*)

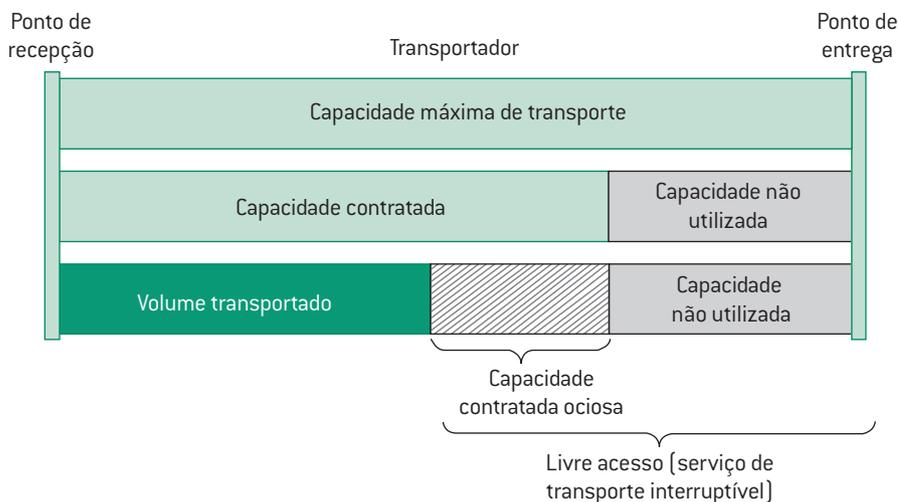
Até dezembro de 2001, o preço do gás natural de origem nacional foi regulamentado pela portaria interministerial MME/MF 003/2000 que estabelecia reajustes trimestrais de acordo com o câmbio e o preço internacional de cesta de óleos. Em janeiro de 2002, ocorreu a liberalização dos preços dos combustíveis e a Petrobras passou a decidir livremente sua política de preços para a *commodity*. Já o preço do gás importado é determinado por meio de acordo entre as partes e expresso contratualmente.

#### 1.4.2 Custo do transporte do gás

Segundo a ANP [10], existem basicamente dois tipos de serviços de transporte de gás natural por gasodutos: o serviço de transporte firme (STF) e o serviço de transporte interruptível (STI). No serviço firme, o usuário contrata uma reserva de capacidade no gasoduto e passa a ter o direito de movimentar um volume diário de gás limitado por essa capacidade. O serviço interruptível depende da ociosidade de capacidade no gasoduto.

Para ambos os serviços é exigida pela ANP [10] transparência por ocasião da explicitação da natureza dos custos atribuíveis às suas prestações. Nesse sentido, é recomendado que a tarifa de serviço de transporte firme seja estruturada com base nos custos fixos (capacidade de recepção, entrega e transporte que não dependem da distância) e nos custos variáveis inerentes ao transporte propriamente dito. Já a tarifa do serviço de transporte interruptível deve ser estruturada em função da probabilidade de interrupção e da qualidade relativa desse serviço.

Para interessados em contratar serviço de transporte interruptível, o livre acesso é previsto com base na capacidade não utilizada de transporte (Figura 1.5).



**Figura 1.5** Modelo brasileiro de regulação da produção e transporte do gás natural

### 1.4.3 Custo da margem de distribuição

A margem das concessionárias de gás canalizado e os níveis tarifários para cada tipo de cliente são definidos pelos seus contratos de concessão.

No contexto atual, a tendência, principalmente nos países mais desenvolvidos, é para que a estruturação tarifária das margens de distribuição se alinhe com os objetivos e princípios contidos na regulação econômica, isto é, promover a competitividade das tarifas e a concorrência, bem como manter sustentável o negócio da distribuição na presença de futuros novos atores. Para atingir esse objetivo, essa estruturação tarifária utiliza-se de instrumentos previstos nas teorias de regulação econômica de monopólios, uma vez que as indústrias de infraestrutura de rede – tais como transportes, água e saneamento, energia etc. – caracterizam-se, por sua própria natureza, como monopólios naturais.

A regulação econômica do mercado de gás canalizado do Estado de São Paulo, exercida pela Arsesp, alinha-se com essas diretrizes. O regime tarifário estabelecido nos contratos de concessão é regulado por meio de uma das metodologias preconizadas pelas teorias de regulação econômica, que é a denominada de margem máxima (MM), a qual dá à Concessionária do serviço de distribuição a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre seus investimentos, permitindo assim recuperar os custos razoáveis da prestação do serviço, tais como os custos operacionais, e os custos de capital e impostos necessários para desenvolver suas atividades. Dessa forma, são estabelecidas tarifas-teto por cada tipo de serviço. Estas, por sua vez, são revisadas a cada cinco anos, com o objetivo de melhor refletir os custos de prestação do serviço. Os contratos de concessão da Arsesp preveem o fim do período de exclusividade na comercialização de gás canalizado aos usuários não residenciais. (Para a Comgás, esse período abrangeu 12 anos, desde o início da concessão e para a Gás Brasileiro Distribuidora S.A e Gás Natural São Paulo Sul S.A – 12 anos

para cada sistema de distribuição construído). Finalizado esse período, os usuários (que passam a ser denominados de usuários livres) terão a opção de adquirir os serviços de comercialização de outros fornecedores, conforme a regulamentação a ser estabelecida pela Arsesp. Essa política se alinha com o conceito de *unbundled services* que vem sendo introduzido gradativamente em nível internacional nas indústrias de rede. Está prevista também a criação futura do comercializador que assemelha ao conceito de *broker* utilizado nos Estados Unidos.

Para elucidar uma metodologia de cálculo da margem máxima, citaremos o caso da Comgás – Companhia de Gás de São Paulo, empresa que é regulada pela Arsesp. Na recente revisão tarifária realizada em 2009, foram determinados dois parâmetros fundamentais:

- O valor inicial de MM ( $P_0$ ), a ser aplicado pela distribuidora no primeiro ano do terceiro ciclo tarifário (que se iniciou em 2009). Esse valor é estipulado por meio da avaliação da receita requerida para cobrir os custos permitidos à concessionária no ciclo tarifário de cinco anos do ciclo em questão, levando em consideração o estabelecimento de tarifas apropriadas e estáveis para os usuários, bem como a oportunidade para que a concessionária obtenha uma remuneração apropriada para os seus ativos.
- O valor do fator de eficiência (Fator X) é levado em consideração na atualização anual sucessiva do parâmetro  $P_0$  na determinação do valor da MM, de cada ano do ciclo tarifário. Esse fator tem como objetivo incorporar ao cálculo da tarifa uma tendência do aumento da eficiência operacional da empresa ao logo do tempo. O seu cálculo é feito por meio de uma metodologia complexa que leva em conta, entre outros fatores, padrões internacionais de eficiência e comparações com outras concessionárias no Brasil.

Matematicamente, a margem máxima MM (t) para o ano t é expressa em reais por m<sup>3</sup> e é calculada conforme segue:

$$MMt = Pt + Kt \quad (1.2)$$

sendo:

$$Pt = P_0 - 1 \left[ 1 + (VP - X) \right] \quad (1.3)$$

Onde:

$VP$  é a variação do índice de inflação;

$X$  é o fator de eficiência (percentual);

$Pt$  é o valor da margem máxima (MM) inicial ( $P_0$ ), expresso em reais por m<sup>3</sup>, inicial, sucessiva e atualizada anualmente pelo fator ( $VP - X$ ) até o ano t;

$P_0$  é o valor inicial da margem máxima (MM) autorizada pela Arsesp e definido por ocasião de cada revisão em cada ciclo. No primeiro ano de cada ciclo, o valor de  $P_1$  é igual ao de  $P_0$ ;

$Kt$  é o termo de ajuste para garantir o cumprimento da margem máxima (MM) aplicada no ano t, expressa em reais por m<sup>3</sup>.

### 1.4.4 Classes tarifárias

Para que fundamentos da regulação econômica possam se fazer valer, é preciso aplicar o conceito da modicidade tarifária, por ocasião da sua estruturação. Dessa forma, surge a necessidade de se estabelecerem níveis tarifários para cada tipo de cliente. Exemplificaremos agora o caso das classes tarifárias estabelecidas pela Arsesp para a Comgás em 2009. De acordo com a Arsesp [11], para os segmentos relacionados aos mercados do gás canalizado industrial, comercial, geração de energia e outros a eles atrelados, são estabelecidas as classes apresentadas na Tabela 1.1.

**Tabela 1.1** Classes tarifárias para a área de concessão da Comgás em 2009

Segmento de mercado	Classe tarifária x Volume m <sup>3</sup> /mês <sup>1</sup>			
	Classe tarifária	Volume m <sup>3</sup> /mês	Classe tarifária	Volume m <sup>3</sup> /mês
Comercial	1	0 – 0	5	500,01 a 2.000,00 m <sup>3</sup>
	2	0,01 a 50,00 m <sup>3</sup>	6	2.000,01 a 3.500,00 m <sup>3</sup>
	3	50,01 a 150,00 m <sup>3</sup>	7	3.500,01 a 50.000,00 m <sup>3</sup>
	4	150,01 a 500,00 m <sup>3</sup>	8	> 50.000,00 m <sup>3</sup>
Industrial	1	Até 50.000,00 m <sup>3</sup>	4	500.000,01 a 1.000.000,00 m <sup>3</sup>
	2	50.000,01 a 300.000,00 m <sup>3</sup>	5	1.000.000,01 a 2.000.000,00 m <sup>3</sup>
	3	300.000,01 a 500.000,00 m <sup>3</sup>	6	> de 2.000.000,00 m <sup>3</sup>
Cogeração	1	Até 5.000,00 m <sup>3</sup>	5	500.000,01 a 2.000.000,00 m <sup>3</sup>
	2	5.000,01 a 50.000,00 m <sup>3</sup>	6	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m <sup>3</sup>
	3	50.000,01 a 100.000,00 m <sup>3</sup>	7	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m <sup>3</sup>
	4	100.000,01 a 500.000,00 m <sup>3</sup>	8	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m <sup>3</sup>
	9	> 10.000.000,00 m <sup>3</sup>		
Termoelétricas	Única			
Alto fator de carga industrial <sup>2</sup>	As mesmas margens do segmento interruptível			
Refrigeração	As mesmas do segmento de cogeração			
Matéria-prima	As mesmas do segmento de cogeração			
GNL	As mesmas do segmento de cogeração			
Interruptível	1	Até 50.000,00 m <sup>3</sup>	4	500.000,01 a 1.000.000,00 m <sup>3</sup>
	2	50.000,01 a 300.000,00 m <sup>3</sup>	5	1.000.000,01 a 2.000.000,00 m <sup>3</sup>
	3	300.000,01 a 500.000,00 m <sup>3</sup>	6	> 2.000.000,00 m <sup>3</sup>
Gás natural comprimido	1	Até 50.000,00 m <sup>3</sup>	4	500.000,01 a 1.000.000,00 m <sup>3</sup>
	2	50.000,01 a 300.000,00 m <sup>3</sup>	5	1.000.000,01 a 2.000.000,00 m <sup>3</sup>
	3	300.000,01 a 500.000,00 m <sup>3</sup>	6	> 2.000.000,00 m <sup>3</sup>

**NOTAS REFERENTES À TABELA:**

[1] 0 m<sup>3</sup> de gás natural é definido por meio da condição base de Pressão [101.325 Pa – 1 atm] e Temperatura [293,15 °K – 20 °C] e com um Poder Calorífico Superior de referência de 9.400 kcal/m<sup>3</sup> [39.348,400 kJ/m<sup>3</sup> ou 10,932 kWh/m<sup>3</sup>].

[2] O fator de carga se define como a relação entre o consumo médio anual e o consumo máximo diário. Os usuários cujo fator de carga (alto fator de carga) é mais elevado têm uma menor sazonalidade no seu consumo em comparação com os que apresentam um fator de carga menor e, por essa razão, há um incentivo a esse segmento de mercado, pois o fator alto implica em uma melhor utilização dos ativos da concessionária.

## 1.5 O gás natural e o meio ambiente

### 1.5.1 Generalidades

A questão ambiental é um aspecto fundamental a ser considerado dentro das políticas públicas mundiais, e afeta de maneira significativa os mercados industrial e comercial. O afã das sociedades modernas de atingir altos níveis de crescimento econômico, baseado na industrialização, demanda alto consumo de energia, principalmente a não renovável. O ser humano tem conseguido atingir um alto nível de conforto material baseado na exploração excessiva dos recursos naturais do planeta, fonte de matéria-prima e energia. No entanto, tal processo tem resultado em mudanças no sistema ecológico, provocadas pelas atividades econômicas, cujos resíduos e desperdícios voltam ao meio ambiente, o qual possui uma capacidade limitada de assimilação. Esse fato faz com que a natureza esteja sendo ameaçada de sofrer alterações com sérios impactos no longo prazo. A comunidade científica e as autoridades mundiais têm reagido a essas ameaças, discutido e assinado tratados e protocolos nos quais as nações se comprometem a participar das soluções dos desafios ambientais. O incremento do efeito estufa pelo consumo de combustível fóssil tem levado os países a negociar compromissos de redução de emissão dos gases que o ocasionam. Essas negociações se realizam sob a orientação da Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, a qual tem conformado diferentes entidades oficiais como o Painel Intergovernamental sobre Mudanças do Clima (IPCC). Essas entidades se encarregam de encaminhar, regulamentar e fiscalizar o cumprimento dos compromissos e a adoção de políticas visando à redução dos problemas ambientais advindos do incremento do efeito estufa.

Por essa razão, a expansão da indústria deve ser direcionada ao uso de combustíveis com menos conteúdo de carbono, sendo que os argumentos a favor da utilização do gás natural aumentam a cada dia que passa. Esse combustível é visto como uma fonte de energia ambientalmente limpa, no que se refere às questões de emissão dos gases do efeito estufa e também outros aspectos ligados ao meio ambiente. Entre os combustíveis fósseis, o gás natural é o que apresenta menor conteúdo de carbono na sua composição química.

Entre outras medidas sugeridas e adotadas, o IPCC recomenda que a expansão do sistema energético seja feita visando alterações no uso de combustíveis, em direção àqueles menos poluentes como o gás natural. O incentivo aos investimentos nesse vetor energético começa, então, argumentando suas vantagens em relação aos outros derivados de petróleo, colocando-o como um energético limpo com menores potencialidades de poluição.

Em 1997 foi elaborado o Protocolo de Kyoto, no qual os países signatários comprometeram-se a reduzir suas emissões em pelo menos 5,2% dos índices de 1990, no período de 2008 a 2012, de acordo com o MCT [12]. Porém, em virtude

das dificuldades dos países desenvolvidos em reduzir suas emissões de  $\text{CO}_2$ , foi criada uma fórmula alternativa: o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), no qual os países desenvolvidos podem optar por financiar ações dessa ordem nos países em desenvolvimento, adquirindo, em troca, créditos de carbono, evitando que sua competitividade seja afetada pelos custos da adequação. Diante dessa oportunidade, foram criadas empresas que se concentram em identificar investimentos em tecnologias limpas e que reduzam as emissões de gases de efeito estufa. Esses investimentos podem ser qualificados para obtenção de Certificados de Redução de Emissões (CRE) no contexto do MDL do Protocolo de Kyoto.

### 1.5.2 Poluição atmosférica

Os poluentes atmosféricos podem ser diretamente emitidos pelas fontes e também ser formados na atmosfera por reações químicas entre estes e os constituintes normais do ar. Os poluentes atmosféricos ocasionam:

- odores e redução de visibilidade;
- prejuízos à saúde, manifestados geralmente por problemas respiratórios e de visão, além de outros efeitos tóxicos, mutagênicos ou cancerígenos;
- prejuízos ao meio ambiente manifestados em sujeira, corrosão, redução de produtividade agrícola etc.

Os combustíveis fósseis ao serem liberados e queimados produzem óxidos, tais como carbono, nitrogênio e enxofre, que são prejudiciais à saúde de todo ser vivo. Seus principais poluentes são:

#### 1.5.2.1 Gases sulfurosos ( $\text{SO}$ )

A presença desses gases no ar pode ser responsável por uma série de distúrbios fisiológicos dos seres vivos. A inalação de  $\text{SO}_2$ , um dos mais frequentes contaminantes atmosféricos, mesmo em concentrações muito baixas, provoca espasmos dos músculos lisos dos bronquíolos pulmonares. O incremento progressivo dessas concentrações provoca o aumento da secreção mucosa nas vias respiratórias superiores e, posteriormente, inflamações graves na mucosa. O  $\text{SO}_2$  se transforma em  $\text{SO}_3$ , por ação catalítica de metais e mediante absorção da radiação solar, e reagindo com a água forma o ácido sulfúrico, de elevada ação corrosiva sobre metais de construção calcária.

#### 1.5.2.2 Óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ )

Os óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) são altamente tóxicos, provocando também dificuldades respiratórias ao passar do limite de 0,5 ppm. Uma exposição drástica ao  $\text{NO}_2$  reduz a capacidade de oxigenação dos pulmões, provocando irritação das mucosas, enfisema pulmonar etc. Sobre os vegetais, os NO agem como inibidores

de fotossíntese e podem também provocar lesões nas folhas. O  $\text{NO}_2$  pode exercer ação oxidante sobre tintas, descobrindo pinturas, tecidos, plásticos, borracha etc.

### 1.5.2.3 Monóxido de carbono [CO]

O monóxido de carbono (CO) é produzido quando a combustão do carbono é incompleta. O CO é um gás altamente tóxico, quando inalado; sua molécula bloqueia irremediavelmente a hemoglobina, impedindo o transporte do oxigênio pelo sangue, o que pode provocar danos fatais aos organismos vivos. As principais fontes de emissão de CO são: a combustão do carvão mineral e a dos derivados do petróleo.

### 1.5.2.4 Dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>]

O dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) é o componente natural do ar e o principal gás do “efeito estufa”. A queima dos combustíveis fósseis tem incrementado o teor de CO<sub>2</sub>.

### 1.5.2.5 Material particulado

Trata-se do conjunto de poluentes constituído por poeiras, fumaças e todo o tipo de material sólido e líquido que se mantém suspenso na atmosfera em função do seu tamanho reduzido. As partículas finas podem atingir os alvéolos pulmonares, enquanto as grossas ficam retidas na parte superior do sistema respiratório.

### 1.5.2.6 Ação combinada dos poluentes

A queima dos combustíveis fósseis está associada a diferentes níveis de intensidade de emissão dos poluentes mencionados. Inicialmente, os óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>) e de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), bem como os metais contidos nas poeiras e fumaça são absorvidos progressivamente pela água, pelo solo e pela vegetação, por meio de precipitações, sob forma seca, provocando danos às raízes das plantas, modificações na atividade biológica dos solos, efeitos nocivos à fauna e à flora, corrosão das estruturas metálicas, das edificações e das obras de arte. Além disso, essas precipitações afetam a saúde, provocando tosses, alergias e doenças de pele.

Numa segunda fase, o processo passa a ser físico-químico de concentração reduzida, mas de efeitos mais duradouros e de alcance geográfico maior em virtude de dois aspectos:

- Os NO<sub>x</sub>, em combinação com compostos orgânicos voláteis (hidrocarbonetos e solventes) e sob o efeito dos raios solares, formam os chamados óxidos fotoquímicos – entre os quais o ozônio (80 a 90%) –, que, além de causarem “nevoeiros” tão comuns nos dias de sol nas zonas urbanas (*smog* fotoquímico), afetam os seres vivos e atacam os materiais orgânicos (borracha, tinta). Esses *smogs* podem também ser transportados pelos ventos

até as áreas rurais. A partir de uma concentração de  $200 \text{ gr/m}^3$ , esse ozônio provoca a necrose dos tecidos vegetais e, no caso do homem, irritação das vias respiratórias, tosses, dores torácicas e frequência maior de crises de asma.

- A parte dos poluentes não precipitada num prazo de 24 horas é, por sua vez, oxidada pelo oxigênio do ar e, em contato com a umidade, transformada em ácidos (sulfúrico e nítrico) que provocam, quando levados pela chuva até a superfície, a acidificação dos solos e dos lagos, bem como o desaparecimento de várias espécies animais e vegetais. Trata-se da denominada chuva ácida.

A queima de óleo e carvão para a produção de calor (ver Tabelas 1.2 e 1.3) é considerada a maior fonte de emissão de  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  e  $\text{CO}_2$ . De fato, os combustíveis fósseis são compostos de estruturas moleculares complexas com alto teor de carbono e um montante substancial de enxofre e nitrogênio. Os óleos pesados têm pouco hidrogênio e alto teor de carbono, gerando fumaça e cinza. A queima de  $\text{SO}_2$  pela combustão de óleo combustível depende da quantidade queimada e do teor de enxofre contido. Geralmente, as indústrias utilizam o óleo combustível com alto teor de enxofre por causa de seu preço mais baixo. Nos combustíveis líquidos, os teores de enxofre podem ser reduzidos por tratamento adequado.

A poluição do ar está fortemente relacionada com a chuva ácida e os níveis de poluição do CO/Ozônio. A redução dos altos níveis de poluição do ozônio em áreas urbanas requer a redução dos hidrocarbonetos reagentes e muitas vezes das emissões de óxidos de nitrogênio. Além de contribuir para a formação do ozônio, o monóxido de carbono (CO), por si próprio, é nocivo para a saúde. Já a chuva ácida está relacionada ao dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ ) e às emissões de óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ). Todos estes poluentes são lançados na atmosfera pela combustão de algum combustível fóssil em alguma fonte estacionária, tais como os queimadores industriais.

### 1.5.3 As vantagens do gás natural

O gás natural, dentre os combustíveis fósseis, gera a menor taxa de emissão de  $\text{CO}_2$ , contribuindo severamente para a redução do efeito estufa e podendo oferecer uma contribuição imediata à solução desse problema. Até meados dos anos 1980, não havia no Brasil legislações ambientais mais rigorosas que obrigassem a indústria a levar em conta os custos ambientais do seu consumo energético e, como consequência, não houve grandes incentivos à penetração do gás natural na matriz energética do segmento industrial. Em 1986, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (Ibama) [13] publicou a Resolução 001/86, que traz uma definição de impacto ambiental e enumera as atividades passíveis de enquadramento como impactantes.

Considerando-se o ponto de vista ambiental, o gás natural é muito melhor do que os outros combustíveis fósseis por ser, basicamente, composto de metano, uma molécula feita de um átomo de carbono e quatro átomos de hidrogênio. Quando o metano é completamente queimado, os principais produtos da combustão são dióxido de carbono e vapor-d'água. Em comparação, o óleo e os compostos de carvão possuem estruturas moleculares muito mais complexas. Elas incluem altas taxas de carbono, bem como diversos compostos de enxofre e nitrogênio. Não produzem uma queima tão limpa. A combustão do carvão e de óleos combustíveis industriais também produz partículas de cinza, que não queimam completamente, mas que são carregadas para a atmosfera. Como o gás natural tem uma queima limpa, seu uso pode ser encarado como uma efetiva contribuição ao controle da poluição ambiental.

Como o gás natural é o combustível fóssil de queima mais limpa, ele pode ajudar na manutenção da qualidade do ar e da água, especialmente quando usado em substituição a outras fontes de energia mais poluentes. Conforme podemos observar nas Tabelas 1.2 e 1.3, a combustão do gás natural resulta em, praticamente, nenhuma emissão de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) ou outras partículas afins, e em menores emissões de monóxido de carbono (CO), óxidos de enxofre (NO<sub>x</sub>), hidrocarbonetos reativos, óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) do que outros combustíveis fósseis. Por essa e outras razões, e dando-se relevo à questão ambiental, o gás natural é considerado o combustível do século XXI.

A capacidade do gás natural para reduzir emissões indesejáveis é tão grande que, segundo o Instituto de Energia de São Paulo [14], a cidade de Cubatão, no litoral paulista, só está conseguindo se tornar habitável porque 90% das numerosas indústrias ali instaladas fizeram a conversão para o gás natural, abandonando o uso de óleos pesados de refinaria.

**Tabela 1.2** Comparativo entre as emissões de NO<sub>x</sub>, CO e CO<sub>2</sub>, por aplicação do combustível fóssil em libras/Bilhão BTU

Aplicação	Processo/ equipamento	Carvão mineral			Óleo combustível			Gás natural		
		NO <sub>x</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	CO <sub>2</sub>
Industrial	Cimento	455	70	219.200	535	80	203.100	1.050	80	56.100
	Curtume, alimentos e bebidas, papel e celulose	280	155	94.200	165	15	73.800	65	15	56.100
Termoelétrica	Carvão pulverizado	740	10	94.200	—	—	—	—	—	—
	Leito fluidizado	220		94.200	—	—	—	—	—	—
	Caldeiras			94.200	205	15	73.800	250	20	56.100
	Ciclo combinado			94.200	—	—	—	175	30	56.100
	Ciclo simples			94.200	—	—	—	175	30	56.100

FONTE: OCDE *apud* Sinclair [15].

**Tabela 1.3** Comparativo geral dos poluentes por combustível fóssil, por aplicação em libras/bilhão BTU

Poluente	Gás Natural	Óleo Combustível	Carvão
CO <sub>2</sub>	117.000	164.000	208.000
CO	40	33	208
NO <sub>x</sub>	92	448	457
SO	1	1,122	2.591
Particulados	7	84	2.744
Mercúrio	0,000	0,007	0.016

FONTE: EIA *apud* Speight [16].

## 1.6 Referências bibliográficas

- [1] CEG. História do Gás Canalizado. Disponível em: <[www.ceg.com.br](http://www.ceg.com.br)>. Acesso em: 20 abr. 2001.
- [2] COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO – Comgás. História do Gás Natural. Disponível em: <[www.comgas.com.br](http://www.comgas.com.br)>. Acesso em: 15 abr. 2001.
- [3] MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA. Tecnologia Industrial Básica: trajetória, desafios e tendências no Brasil. Brasília: MCT, CNI, SENAI, IEL, 2005. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/full/7837>>. Acesso em: 20 jun. 2008.
- [4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. Diretivas ABNT Parte 2: Regras para a estrutura e redação de documentos técnicos ABNT. Rio de Janeiro, 2007. 68 p.
- [5] BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 5 de Dezembro de 1988. Diário Oficial da União. Brasília, 5 out. 1988.
- [6] BRASIL. Lei n. 9.478/97. Diário Oficial da União. Brasília, 7 ago. 1997.
- [7] SÃO PAULO. Lei n. 9.361. Cria o Programa Estadual de Desestatização sobre a Reestruturação Societária e Patrimonial do Setor Energético e dá outras providências. Diário Oficial do Estado de São Paulo. São Paulo, 6 jul. 1996.
- [8] SÃO PAULO. Lei Complementar n. 833, de 17 de outubro de 1997. Cria a Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE. Diário Oficial do Estado de São Paulo. São Paulo, 18 out. 1997.
- [9] KRAUSE, Gilson G.; PINTO Jr., Hélder Q. Estrutura e Regulação do Mercado do Gás Natural: Experiência Internacional. Regulação – Séries ANP. Rio de Janeiro, 2001.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Gás Natural » Preços e Tarifas – Gás Natural: Preços e Tarifas. Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 19 ago. 2009.
- [11] AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO – Arsesp. Deliberação ARSESP n. 063, de 29-05-2009 – Dispõe sobre os resultados da revisão tarifária e das Tabelas de Tarifas aplicáveis pela Companhia de Gás de São Paulo – Comgás. São Paulo, 2009.
- [12] BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e as Oportunidades Brasileiras. Brasília, 2000. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br>>. Acesso em: 25 jul. 2005.
- [13] IBAMA. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução Conama n. 001, de 23 de janeiro de 1986 – Estabelece as definições, as responsabilidades, os critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente. Brasília, 1986.

[14] REVISTA ENGENHARIA (2000). A malha logística do gás natural. Engenho Editora Técnica Ltda. São Paulo, n. 538, 2000.

[15] SINCLAIR, Mafet *et al.* Gás natural: Roupagem Moderna – A questão Ambiental. Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, 1999.

[16] SPEIGHT, James G. *Synthetic Fuels Handbook*. Macgraw-Hill p. 43. Disponível em: <<http://books.google.co.uk>>. Acesso em: 24 ago. 2009.