



**UNIFACS**  
**UNIVERSIDADE SALVADOR**

LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES®

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM REGULAÇÃO DA  
INDÚSTRIA DA ENERGIA  
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA-MRIE**

**DAVID LIVINGSTONE VILLAR RODRIGUES**

**ASPECTOS DA REGULAMENTAÇÃO TÉCNICA DA  
MEDIÇÃO RELACIONADOS COM A DISTRIBUIÇÃO DO  
GÁS CANALIZADO**

Salvador  
2011

**DAVID LIVINGSTONE VILLAR RODRIGUES**

**ASPECTOS DA REGULAÇÃO TÉCNICA DA MEDIÇÃO  
RELACIONADOS COM A DISTRIBUIÇÃO DO GÁS  
CANALIZADO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador – UNIFACS, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Kleber Freire da Silva

Salvador  
2011

Ficha Catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade  
Salvador - UNIFACS

Rodrigues, David Livingstone Villar

Aspectos da regulação técnica da medição relacionados  
com a distribuição do gás canalizado. / David Livingstone Villar  
Rodrigues. – Salvador: UNIFACS, 2011.

133 f. il.

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em  
Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador –  
UNIFACS, como requisito parcial para a obtenção do grau de  
Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Kleber Freire.

1. Gás natural - regulação. 2. Gás natural - medição. I.  
Freire, Kleber, orient. II. Título.

CDD: 621

DAVID LIVINGSTONE VILLAR RODRIGUES

ASPECTOS DA REGULAÇÃO TÉCNICA DA MEDIÇÃO  
RELACIONADOS COM A DISTRIBUIÇÃO DO GÁS  
CANALIZADO

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

Kleber Freire da Silva – Orientador \_\_\_\_\_

Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo – USP

Universidade Salvador – UNIFACS

João Honorato de Albuquerque \_\_\_\_\_

Especialista em Análise Organizacional pela Fundação Getúlio Vargas – FGV-RJ

Universidade Salvador – UNIFACS

Ricardo de Araujo Kalid \_\_\_\_\_

Doutor em Engenharia Química pela Universidade de São Paulo – USP

Universidade Federal da Bahia – UFBA

Salvador, 11 de fevereiro de 2011.

Dedico este trabalho a meus pais José e Júlia, aos meus filhos Pedro, André e José, e a minha esposa Genira, pelo carinho, apoio, paciência e incentivo.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador, professor Dr. Kleber Freire, pela ajuda firme na elaboração desta dissertação.

Ao Prof. Honorato Albuquerque, pelos conselhos que permitiram escolher o caminho certo a percorrer.

A Cílicia Bispo e Fátima Machado pelo apoio administrativo eficiente.

Aos meus colegas da 9ª turma de Mestrado pela inspiração e amizade, em especial a George Câmara pelo apoio prestado.

A Heloisa Albuquerque, colega e amiga, maior incentivadora para meu ingresso no MRIE.

A Marco Antonio Ribeiro, amigo e mestre, sempre presente quando solicitado. A Gilberto Menezes Moraes, José Florencio Rodrigues Junior e todos os amigos que acreditaram e me incentivaram nesta jornada.

O temor do Senhor é o princípio da ciência (Proverbios 1:7).

## RESUMO

A ausência da regulamentação da medição do gás canalizado por parte dos Estados compromete negativamente os resultados obtidos pelos sistemas de medição e se transforma numa permanente fonte de atritos entre fornecedores e clientes. O propósito desta dissertação é contribuir para o estabelecimento de uma regulamentação técnica por parte das agências estaduais de regulação com base na experiência da ação conjunta da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e do Instituto Nacional de Metrologia nas áreas de atuação federal. A metodologia adotada nesta dissertação foi a pesquisa bibliográfica sobre a regulamentação da medição disponível principalmente nas portarias e resoluções publicadas pela ANP e Inmetro bem como artigos técnicos elaborados para relatar as dificuldades e evolução de todas as entidades envolvidas neste processo. Com o propósito de aprofundar a discussão deste tema foi analisada a especificação e composição do gás natural e suas conseqüências nos resultados da medição e controle da qualidade. Foram apresentadas também as diversas técnicas de medição utilizadas na transferência de custódia e que é parte integrante da regulamentação a ser adotada. Esta dissertação atinge o seu objetivo apresentando a situação atual da regulamentação desta atividade por parte dos Estados e enfatizando as suas vantagens e benefícios, incluindo a garantia de resultados acurados e completos.

**Palavras-chave:** Medição. Regulamentação. Transferência de Custódia. Gás Natural. Agências Reguladoras.

## ABSTRACT

The inexistence of regulation for natural gas measurement by state governments affects in a negative way the results of the measurement systems and becomes a permanent source of dispute between suppliers and clients. The purpose of this dissertation is to propose a technical regulation to be adopted by the state regulation agencies based on the well succeeded experience in areas under the responsibilities of the Agencia Nacional do Petroleo, Gás Natural e Biocombustiveis - ANP and the Instituto Nacional de Metrologia - Inmetro. The methodology adopted was based on a research of existing regulatory standards issued by ANP and Inmetro as well as articles published to inform success stories and failures in the process of establishing these procedures. Also discussed was the influence of natural gas specification and composition on flow measurement and quality control. It was necessary also to present different flow measurement primary elements applied for custody transfer, as part of the regulation to be adopted. In the last part we presented an update of present regulation status by the States and also advantages and benefits.

**Key words:** Measurement. Regulation. Custody Transfer. Natural Gas. State Regulatory Agencies.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluxo da regulação do gás natural.....	25
Figura 2 - Sistema de medição para transferência de custódia.....	45
Figura 3 - Limites de competência da regulação do gás natural .....	52
Figura 4 – Ponto de Entrega ( <i>City Gate</i> ).....	54
Figura 5 - Componentes de um sistema de medição por placa de orifício. ....	56
Figura 6 – Medidor de vazão tipo turbina .....	57
Figura 7 - Medidor de vazão de gás tipo ultrassônico .....	59
Figura 8 - Medidor de vazão tipo deslocamento positivo .....	61
Figura 9 - Medidor de vazão tipo Coriolis.....	62
Figura 10 – Competência regulatória no setor de gás natural.....	66

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Composição típica do gás natural .....	37
Tabela 2 - Consumo de gás – média diária.....	65

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Especificação do gás natural .....	42
Quadro 2 - Agências Estaduais de Regulação – serviços regulados .....	69
Quadro 3 – Atribuições de regulamentação – fornecimento de gás natural para clientes industriais .....	75
Quadro 4 – Periodicidade de calibração/inspeção .....	87

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGA	<i>American Gas Association</i>
AGERBA	Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transporte e Comunicações da Bahia
AGENERSA	Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro
AGESC	Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANSI	<i>American National Standard Institute</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ARCE	Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará
ARPE	Agência de Regulação de Pernambuco
ARSAL	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas
ARSEP	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
BAHIAGÁS	Companhia de Gás da Bahia
BTU	<i>British Thermal Units</i>
CEN	<i>European Committee for Standardization</i>
CONMETRO	Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
ECP	Estação de Controle de Pressão
EM	Estações de Medição
ERP	Estação de Redução de Pressão
ERPM	Estação de Regulagem de Pressão e Medição
GASMIG	Companhia de Gás de Minas Gerais
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNC	Gás Natural Comprimido
GNV	Gás Natural Veicular
ILAC	<i>International Laboratory Accreditation Cooperation</i>

INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
INPM	Instituto Nacional de Pesos e Medidas
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
OIML	Organização Internacional de Metrologia Legal
SEINFRA	Secretaria de Infraestrutura do Estado da Bahia
SI	Sistema Internacional de Unidades
VIM	Vocabulário Internacional de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO</b> .....	<b>17</b>
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	17
1.2 SITUAÇÃO DO PROBLEMA.....	18
1.3 OBJETIVOS .....	19
<b>1.3.1 Objetivo principal</b> .....	<b>19</b>
<b>1.3.2 Objetivos específicos</b> .....	<b>19</b>
1.4 DELIMITAÇÃO .....	19
1.5 PREMISSAS .....	20
1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	20
<b>CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>22</b>
<b>CAPÍTULO 3 – ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL</b> .....	<b>34</b>
3.1 DEFINIÇÃO .....	34
3.2 COMPOSIÇÃO DO GÁS NATURAL .....	34
3.3 PROPRIEDADES FÍSICAS .....	37
3.4 CONDIÇÕES DE PROCESSO (OU OPERACIONAIS).....	39
3.5 ESPECIFICAÇÃO .....	39
3.6 Vantagens E BENEFÍCIOS .....	45
<b>CAPÍTULO 4 - MEDIÇÃO DE VAZÃO DE GÁS NATURAL</b> .....	<b>49</b>
4.1 MEDIÇÃO DE VAZÃO NA CADEIA PRODUTIVA DO GÁS NATURAL.....	51
4.2 PLACA DE ORIFÍCIO.....	54
4.3 MEDIDOR TIPO TURBINA .....	56
4.4 MEDIDOR TIPO ULTRASSÔNICO.....	58
4.5 MEDIDOR TIPO DESLOCAMENTO POSITIVO .....	60
4.7 TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA DO GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO .....	62
<b>CAPÍTULO 5 – SOBRE A REGULAMENTAÇÃO DA MEDIÇÃO DE GÁS CANALIZADO</b> .....	<b>64</b>
5.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REGULAMENTAÇÃO DA MEDIÇÃO DO GÁS NATURAL PELA UNIÃO .....	65
5.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REGULAMENTAÇÃO DA MEDIÇÃO DO GÁS CANALIZADO PELOS ESTADOS .....	68
5.3 OS BENEFÍCIOS DA REGULAMENTAÇÃO DA MEDIÇÃO DO GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO .....	71

5.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REGULAMENTAÇÃO TÉCNICA DE MEDIÇÃO PARA TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA DO GÁS NATURAL CANALIZADO.....	73
<b>5.4.1 Objetivo, campo de aplicação, normas e regulamentos.....</b>	<b>76</b>
<b>5.4.2 Unidades de medição.....</b>	<b>78</b>
<b>5.4.3 Critérios gerais: projeto, instalação e operação .....</b>	<b>78</b>
5.4.3.1 Projeto de medição .....	79
5.4.3.2 Instalação .....	80
5.4.3.3 Operação.....	81
<b>5.4.4 Proteção dos sistemas de medição.....</b>	<b>81</b>
5.4.4.1 Procedimentos em casos de falhas dos sistemas de medição .....	82
<b>5.4.5 Medição de gás natural para transferência de custódia.....</b>	<b>83</b>
<b>5.4.6 Amostragem de gás .....</b>	<b>85</b>
<b>5.4.6 Calibrações e inspeções.....</b>	<b>86</b>
<b>5.4.7 Relatórios.....</b>	<b>89</b>
<b>5.4.8 Fiscalizações, verificações e supervisões metrológicas.....</b>	<b>91</b>
<b>CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO.....</b>	<b>93</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>96</b>
<b>GLOSSÁRIO.....</b>	<b>101</b>
<b>ANEXO A – Normas e Regulamentos .....</b>	<b>107</b>
<b>ANEXO B - Portaria Conjunta nº 1, DE 19.06.2000 – DOU 20.06.2000.....</b>	<b>112</b>

## CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

Após a extração na jazida, o gás é processado e transportado até ser entregue ao distribuidor local para comercialização. Neste percurso o gás passa por diversos agentes submetidos a dois regimes diferentes de regulação. Da produção até o ponto de entrega (*city gate*) o gás natural é submetido à regulação federal. A regulação da distribuição do gás natural a partir do ponto de entrega até o consumidor é de competência dos governos estaduais.

A separação de responsabilidades imposta à indústria de gás natural no Brasil foi estabelecida pela Constituição Federal. O Art. 177 determina que se constitui monopólio da União a exploração, produção, importação, exportação e o transporte de petróleo e gás natural. Por outro lado o Art. 25, § 2º, que determina que “cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado” (BRASIL, 2007). Desta forma, a regulação da distribuição de gás natural canalizado é realizada por agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais de infra-estrutura.

A produção, transporte, importação e exportação do gás natural são atividades reguladas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esta agência foi criada através da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. A ANP, através de Portarias, regulamenta estas atividades, de acordo com as diretrizes estabelecidas em leis e decretos federais.

A regulamentação federal referente à medição do petróleo e gás natural foi implantada com a publicação em 19 de junho de 2000 da Portaria Conjunta N° 1, pela ANP e o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO). Esta Portaria aprovou o Regulamento Técnico de Medição. Este Regulamento obrigou os produtores de petróleo e gás natural a instalar sistemas de medição que garantissem resultados acurados e completos. Após dez anos de implantação pode ser constatado que este Regulamento foi uma medida positiva, que promoveu o desenvolvimento destas atividades na busca da prestação de um serviço de qualidade.

Entretanto, o Regulamento Técnico de Medição publicado pela Portaria Conjunta nº 01/2000 aplica-se apenas às medições fiscais, de produção e operação sob jurisdição federal. A medição para transferência de custódia do gás natural distribuído através da canalização é uma atividade a ser regulamentada por cada Estado. A maioria dos Estados criou agências para regular os serviços públicos concedidos, incluindo a distribuição de gás canalizado. Esta divisão da tarefa regulatória entre os Estados e a União sobre a cadeia produtiva do gás natural dificulta o controle e a harmonização das ações entre a ANP e as agências estaduais de regulação.

A compatibilização dos dispositivos regulatórios utilizados ao longo da cadeia do gás natural, desde a exploração da jazida até o consumidor final, é uma tarefa complexa devido a diversos fatores. Entre estes fatores destacamos a diversidade de agências estaduais de regulação submetidas a legislações estaduais próprias, diversidade e diferentes graus de desenvolvimento de mercados existentes nos estados da Federação.

A exemplo do que ocorre na área de atuação federal, para garantir a prestação de um serviço com a garantia de resultados acurados e completos é necessário a implantação de uma regulamentação técnica para a medição do gás canalizado por parte das agências estaduais de regulação.

## 1.2 SITUAÇÃO DO PROBLEMA

Embora tenham sido criadas há mais de uma década, até o presente momento nenhuma agência estadual implantou uma regulamentação técnica específica para a medição da transferência de custódia do gás natural. Em pelo menos quatro Estados, Alagoas, Ceará, Santa Catarina e São Paulo, foram implantadas Normas de Fornecimento de Gás Canalizado com o objetivo de regulamentar apenas a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado. No entanto, estas normas não incluem uma regulamentação específica e completa para a medição dos volumes do gás comercializado, abrangendo projeto, instalação, operação, teste e manutenção de sistemas de medição. A ausência desta regulamentação não permite que as agências estaduais de regulação cumpram adequadamente o objetivo de fiscalizar e regular as concessionárias locais de gás canalizado.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo principal

A presente dissertação tem o objetivo de discorrer sobre a importância da implantação de um regulamento técnico específico para a medição dos volumes de gás canalizado estabelecendo requisitos mínimos que as agências estaduais de regulação possam exigir das concessionárias estaduais para garantir resultados acurados e completos.

### 1.3.2 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos, serão abordados aspectos básicos da regulamentação técnica, incluindo projeto, instalação, operação, teste e manutenção de sistemas de medição aplicados à medição de gás canalizado a ser distribuído pelas concessionárias locais.

Pretende-se também discorrer sobre as propriedades, características físicas e químicas do gás natural, requisitos essenciais para a sua correta especificação. Sobre este assunto analisaremos a Resolução ANP nº 16/2008, que dispõe sobre a qualidade do gás natural comercializado e transportado, e que também deve ser observado pelas distribuidoras.

Abordar-se-á também os sistemas de medição de vazão e, em particular, os principais elementos primários aplicados à distribuição de gás natural.

## 1.4 DELIMITAÇÃO

Este trabalho limita-se a discutir e propor uma regulamentação técnica de medição para transferência de custódia de gás movimentado entre as concessionárias estaduais de gás natural e os usuários comerciais, residenciais, industriais e geração térmica. Este trabalho também aborda as diferentes técnicas de medição de vazão do gás natural e a regulamentação sobre a especificação e qualidade do gás natural distribuído.

## 1.5 PREMISSAS

A regulamentação técnica para a medição do volume de gás natural distribuído pelas concessionárias estaduais de gás natural é essencial para consolidar este segmento da cadeia produtiva do gás natural.

Em função do crescimento gradual do consumo de gás em todos os segmentos de mercado, a implantação da regulamentação técnica de medição de vazão fiscal e para transferência de custódia exige dos órgãos governamentais, das concessionárias, usuários e fabricantes um esforço para a qualificação de pessoal e investimentos em laboratórios e pesquisa.

O regulamento técnico a ser discutido e proposto tem como principal referência o Regulamento Técnico de Medição aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 01/2000. Também está alinhado com as normas da Organização Internacional de Metrologia Legal (OIML), adotado como padrão pela comunidade internacional.

## 1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação é desenvolvida em seis capítulos. Neste capítulo, discorreremos sobre a área de interesse, abrangendo contexto, situação do problema, objetivos, delimitação do trabalho e premissas.

O segundo capítulo apresenta uma revisão bibliográfica da literatura existente incluindo leis, portarias, regulamentos, dissertações, livros e outros tipos de publicações. A maior parte da literatura disponível discorre sobre a regulamentação da medição de gás na área de atuação federal.

A influência das características físicas e químicas do gás natural na medição e no acompanhamento da qualidade do gás natural fornecido é abordada no terceiro capítulo.

O quarto capítulo é dedicado a apresentar as diversas técnicas recomendadas para os elementos primários de medição do gás natural utilizadas em medição para transferência de custódia. Serão também abordados os elementos secundários e terciários dos sistemas de medição.

O quinto capítulo trata do tema central desta dissertação, abordando a necessidade das agências estaduais de regulação adotarem um regulamento técnico de medição do gás canalizado distribuído pelas concessionárias locais. As contribuições delineadas tomam como referência o regulamento técnico de medição aplicado há mais de dez anos na área de atuação federal.

O sexto capítulo apresenta um resumo sobre a situação atual do mercado de gás no que concerne aos aspectos de regulamentação da atividade de medição pelas agências reguladoras estaduais e os benefícios de adotar este regulamento como forma de aumentar a confiabilidade e a qualidade do gás natural distribuído.

## CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta revisão examinaremos inicialmente a literatura existente sobre a medição de gás natural e a sua importância para os agentes que atuam na cadeia produtiva deste insumo. Considerando que a responsabilidade pela regulação do gás natural é dividida entre a União e os estados, examinaremos separadamente o material disponível sobre a exploração e produção do gás natural e, em seguida, sobre a distribuição de gás canalizado.

A principal barreira encontrada no desenvolvimento desta dissertação foi a inexistência de literatura específica sobre a regulamentação técnica nos Estados dos sistemas de medição aplicados à distribuição de gás canalizado. Este tipo de medição, considerado uma transferência de custódia, é efetuado pelas concessionárias estaduais de acordo com normas internas, e, como regra geral, sem qualquer tipo de regulamentação por parte das agências estaduais de regulação.

Existe, por outro lado, um número considerável de publicações sob forma de artigos, dissertações, leis, resoluções e portarias, sobre os sistemas de medição de gás natural aplicável à produção, transporte, importação e exportação. A regulamentação do gás natural produzido e transportado em território nacional é de responsabilidade da União, através da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO). Os sistemas de medição utilizados na medição para transferência de custódia e na medição fiscal adotam os mesmos tipos de instrumentos, as mesmas técnicas de medição e os mesmos graus de incerteza. Aproveitando esta semelhança, será feita uma revisão da literatura disponível sobre a regulamentação da medição de vazão do gás natural no âmbito federal com validade de aplicação aos sistemas de medição de gás canalizado.

No livro *Fluid Flow Measurement*, os autores Upp e LaNasa (2002, p. 4) alertam sobre o erro de transformar a medição de vazão num assunto exclusivamente teórico. Estes autores afirmam que a qualidade de medição é obtida através da aplicação prática de medidores, de princípios de medição e de equipamentos de qualidade. Simplicidade e prática de aplicação são atributos essenciais para obter-se um resultado satisfatório.

Datta-Barua (1992, p. 1) esclarece que “a medição do gás é feita com base numa combinação de leis da física, química, engenharia e de contabilidade e não é uma ciência exata”. Por ser uma ciência aplicada, é obrigação dos profissionais que atuam nesta área acompanharem atentamente a evolução da tecnologia da medição e também a mudança do ambiente econômico.

A inserção do aspecto econômico no estudo de aplicação da medição de vazão feito por Datta-Barua (1992, é confirmado por Gallagher (2006, p. 1), que ressalta a importância da medição como base do comércio entre os diversos agentes da indústria do gás, incluindo produtores, transportadores, Estado e o público em geral.

Upp e Lanasa (2002, p. 97) destacam a importância da medição do gás natural como matéria-prima e combustível, sendo o gás de maior consumo volumétrico e de transações comerciais. Quando existe troca de dinheiro, a melhor medição de vazão é desejada de forma que as partes envolvidas na transação tenham um tratamento justo.

A medição de gás é considerada como a “caixa registradora” da indústria do gás. A medição eficiente e com pequena incerteza do gás natural é de vital importância na gestão atual de energia. Ciente da necessidade de atuação conjunta das áreas técnica e financeira, Datta-Barua (1992, p. 1) esclarece que “a contabilidade do gás não pode ser melhor que a medição do gás”.

Erros de medição podem ter efeitos de curto e de longo prazo nos lucros. Uma medição errada pode resultar em perda de clientes, publicidade negativa e penalidades. Resumindo, a medição justa e com incerteza adequada é essencial a qualquer tipo de transação comercial. Afeta a validade de relatórios financeiros e operacionais tanto quanto a reputação da companhia.

Por estas razões é essencial que a medição da quantidade de material transferido seja realizado com a incerteza adequada. Além do mais, é obrigação daqueles envolvidos em transferência de custódia estabelecer e manter cadeias de rastreabilidade que relacionem suas medições às normas legais. Desta forma, a transferência fiscal de materiais pode ser feita com equidade e com a confiança de todos os participantes.

Segundo Fiorleta (2008, p. 2), até o ano 2000 a medição de petróleo e gás natural era feita no Brasil de acordo com normas internacionais escolhidas conforme a preferência do usuário. Inexistiam no Brasil regras claras de padronização e controle metrológico no campo da medição da vazão de fluidos. Esta situação sofreu uma profunda alteração após a publicação da Portaria Conjunta ANP/INMETRO em 19 de junho de 2000. A Portaria aprovou o Regulamento Técnico de Medição que “estabelece as condições e requisitos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a garantir resultados acurados e completos”. Este Regulamento é aplicado especificamente para as atividades de produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural.

A Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 01/2000 é um marco histórico na regulamentação da medição de vazão de óleo e gás natural no Brasil. A implantação deste regulamento foi uma das medidas tomadas em decorrência da aprovação da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Esta lei criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com “a finalidade de promover a regulação, contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.” (BRASIL, 1997). Além de determinar a regulação da indústria do petróleo e gás natural, esta lei instituiu, no Art. 45, o pagamento de participações governamentais nos contratos de concessão. A divisão das participações governamentais, incluindo os *royalties*, foi regulamentada através do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998. Estas participações são recolhidas pela ANP e distribuídas aos municípios, estados e diversos órgãos da administração federal de acordo com os volumes medidos nos campos de produção. A maior parte da quantificação destes volumes é feita através de sistemas de medição de vazão instalados nas tubulações de escoamento de petróleo e de gás natural. Nestes pontos, onde o concessionário assume a propriedade do volume de produção fiscalizada, é realizada a medição volumétrica de petróleo e gás natural sobre a qual incidirá o pagamento de tributos e das participações legais e contratuais. No ano de 2008, os municípios receberam R\$ 3,7 bilhões em *royalties* do petróleo, R\$ 3,2 bilhões ficaram com os estados e R\$ 3 bilhões com a União. Em participações especiais foram distribuídos R\$ 5,8 bilhões para a União, R\$ 4,6 bilhões para os estados e R\$ 1 bilhão para os municípios

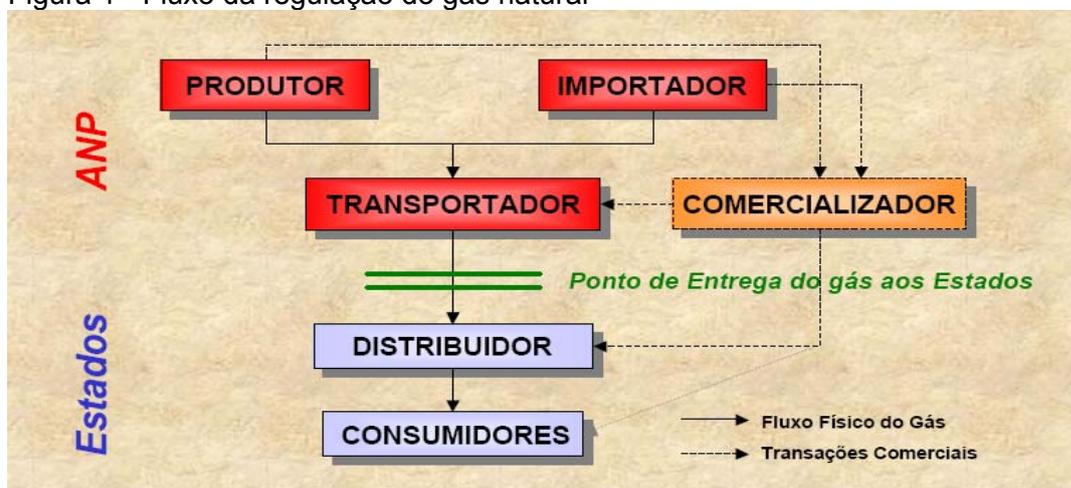
(PETROBRAS, 2009 apud CONHEÇA..., 2009). Considerando a quantidade arrecadada e a importância nas contas públicas e nos custos das operadoras, era de se esperar que a regulamentação desta medição fosse imposta para garantir “resultados acurados e completos”.

O Regulamento Técnico de Medição aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 01/2000 aplica-se a todos os sistemas de medição equipados com dispositivos destinados a medir, computar e mostrar o volume de petróleo ou gás natural produzido, processado, armazenado, transportado ou transferido utilizados para medição fiscal da produção e de testes de longa duração, medição para apropriação da produção e medição operacional.

Entretanto, os serviços locais de gás canalizado foram excluídos da Lei nº 9.478/97 e da Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 01/2000. Ao conceder aos estados a competência para explorar os serviços locais de gás canalizado, o Art. 25 da Constituição Federal determinou a divisão da responsabilidade na regulação da cadeia produtiva do gás. Os serviços locais de gás canalizado são exercidos sob regime de serviço público, compreendendo a distribuição – disponibilização física dos dutos e equipamentos a ele associados – e a comercialização, quando também esta for prestada sob regime de serviço público (ALMEIDA, 2009). A distribuição é uma atividade regulada por cada estado, podendo, portanto, haver diferenças entre as leis estaduais sobre este assunto (ABRACE, 2009).

A Figura 1 mostra os limites de competência entre a atuação da ANP e das agências estaduais de regulação.

Figura 1 - Fluxo da regulação do gás natural



Fonte: Tinoco (2000).

A maioria dos estados possui apenas uma distribuidora de caráter monopolista, sob a figura de concessão. Não existe a obrigatoriedade de que apenas uma empresa possua a concessão de distribuição por estado (ALMEIDA, 2009).

No âmbito federal a fiscalização dos produtores, transportadores, importadores e exportadores é exercida pela ANP e INMETRO. O INMETRO tem algumas atribuições exclusivas e outras em conjunto com a ANP. Os sistemas de medição de vazão para medição fiscal devem ser aprovados em conjunto pela ANP e INMETRO antes do início da produção do campo. Os sistemas de medição, medidas materializadas de volume e medidores padrão utilizados na calibração devem ser aprovados pelo INMETRO e estar comprovadamente sob controle metrológico legal. De acordo com a OIML (2005), o controle metrológico legal trata das unidades de medida, métodos de medição e instrumentos de medição em relação às exigências técnicas e legais obrigatórias. Isto significa que todos os modelos de medidores utilizados nos sistemas de medição, aos quais este regulamento se aplica, devem ser aprovados pelo INMETRO e possuir certificado de verificação.

O Regulamento Técnico de Medição aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 01/2000 exige que a documentação referente ao projeto e às evidências de controle metrológico seja apresentada para aprovação da ANP e do INMETRO. Os pontos de medição fiscal devem ser inspecionados e aprovados pela ANP para verificar se a sua instalação e funcionamento estão de acordo com o sistema de medição aprovado pela ANP e INMETRO. O Regulamento também determina o tipo de instalação a ser adotado pelas concessionárias de gás e os tipos de elementos primários aprovados para a medição de vazão. De acordo com o item 7.1.10 do Regulamento Técnico mencionado acima “os sistemas de medição fiscal de gás devem ser projetados, calibrados e operados de forma que a incerteza de medição seja inferior a 1,5%”.

O controle da qualidade do gás é regulamentado através da Resolução ANP nº 16, de 18 de junho de 2008, que aprovou o Regulamento Técnico 02/2008. Este Regulamento trata da especificação do gás natural processado a ser comercializado. Trata-se, portanto, de uma regulamentação federal com âmbito de atuação em todas as etapas da cadeia da indústria do gás natural, a ser observada inclusive pelas

distribuidoras. Este Regulamento exige análises qualitativas periódicas para determinar a composição do gás, o poder calorífico, os teores de gases inertes e contaminantes. Estes valores são usados para corrigir as medições de volumes.

A regulação do gás natural canalizado é de responsabilidade dos estados. Na Bahia esta regulação é exercida pela Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA), autarquia vinculada à Secretaria de Infraestrutura do Estado da Bahia (SEINFRA) e criada através da Lei Estadual nº 7.314, de 19 de maio de 1998. É importante ressaltar que a Bahiagás também está subordinada a esta mesma Secretaria de Estado.

O Decreto Estadual nº 7.426, de 31 de agosto de 1998, aprovou o regimento e deu poderes para a AGERBA exercer no setor público estadual a regulação, o controle e a fiscalização dos serviços delegados. Entre estes serviços está a distribuição e a comercialização de gás canalizado. Este Decreto determina à AGERBA a elaboração, aprovação e controle e o cumprimento das normas regulamentares e disciplinadoras dos serviços públicos regulados.

Na página da internet AGERBA/Legislação/Energia verifica-se que foram publicadas quinze resoluções entre março de 2006 e junho de 2010. Quatorze resoluções estão relacionadas com a aprovação de preços, tarifas e oferta pública para venda de gás natural. A Resolução nº 03, de 30 de março de 2006, “estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado a Distribuidores de Gás Natural Comprimido no Estado da Bahia, fixa regras tarifárias e dá outras providências.” (AGERBA, 2010). Este é o único documento técnico publicado pela agência referente ao fornecimento de gás natural. No site da AGERBA existe a promessa de regulamentar o fornecimento de gás natural para o segmento residencial, porém, até esta data, este regulamento não foi publicado.

Segundo Villalba (2007, p. 78), a AGERBA dedica-se prioritariamente ao setor de transportes rodoviário e hidroviário de passageiros. Com relação ao gás canalizado, a AGERBA limita-se à elaboração de estudos tarifários e à homologação de tarifas.

A concessão para explorar os serviços de distribuição de gás canalizado no estado da Bahia foi autorizada sete anos antes da implantação da AGERBA, criada através do Decreto Estadual nº 4.401/91. O Contrato de Concessão foi firmado em

06 de dezembro de 1993 e concedeu à Companhia de Gás da Bahia (BAHIAGÁS) o direito de explorar em todo estado da Bahia, pelo prazo de 50 anos, os serviços de distribuição de gás, por meio de canalizações, a todo e qualquer consumidor e para toda e qualquer utilização ou finalidade. A Companhia de Gás da Bahia (BAHIAGÁS) é uma empresa de economia mista, controlada pelo governo do Estado. Tem como acionistas o Estado da Bahia, a GASPETRO, subsidiária da Petrobras, e a Bahiapart, empresa do grupo Mitsui Gás e Energia do Brasil. Foi criada em 26 de fevereiro de 1991 e iniciou suas operações em agosto de 1994.

Vários dispositivos deste contrato dificultam a ação de regulação da AGERBA, autarquia instituída cinco anos após o início de atividades da BAHIAGÁS. Na cláusula Objeto, Prazo e Área, o concedente, o Estado da Bahia permite, em razão da especificidade e complexidade técnica, que os serviços concedidos sejam prestados conforme normas técnicas a serem propostas pela própria concessionária. A inserção deste dispositivo no contrato transfere para a concessionária o poder de regular as suas próprias atividades da maneira mais conveniente. O contrato, ao mesmo tempo em que dá poder ao concedente de editar regulamentos, permite no item seguinte que a concessionária, a qualquer tempo, possa alterar as normas e regulamentos para a “melhoria dos objetivos do presente contrato.” (AGERBA, 2010).

Magnano (2004, p. 80) considera que o contrato de concessão firmado com a BAHIAGÁS está desatualizado em relação ao atual cenário político e econômico e que foi elaborado antes da criação das agências reguladoras, e por este motivo não deixa espaço para a atuação da AGERBA.

A cláusula 4.1 do contrato determina à concedente (Estado da Bahia) regulamentar o serviço concedido e fiscalização permanentemente da sua prestação. Até a presente data, nenhuma regulamentação foi emitida. Urge, portanto, que um regulamento técnico específico sobre medição seja emitido pela AGERBA, semelhantemente ao que existe no plano federal.

A cláusula 12 deste contrato trata do assunto “Medidores”. No item 12.7 encontramos a seguinte redação:

O usuário terá sempre o direito de solicitar a verificação do funcionamento do medidor pela Concessionária, estando a mesma obrigada a substituí-lo sempre que o erro de medição for superior a 2% (dois por cento). No caso em que o erro for inferior a 2% (dois por cento) correrão por conta do usuário as despesas de verificação. (AGERBA, 2010).

Não existe nenhuma outra informação nesta cláusula sobre tipos de medidores, campo de aplicação, periodicidade de calibração, normas adotadas e itens de desempenho dos sistemas de medição.

Foram pesquisados neste trabalho diversos sítios das agências reguladoras estaduais e nenhuma apresenta um regulamento técnico específico sobre medição para transferência de custódia. Pelo menos quatro agências reguladoras disponibilizam em seus sítios Normas Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado.

A Norma mais antiga identificada nesta pesquisa foi publicada pela Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas (ARSAL). O serviço de distribuição de gás canalizado é de responsabilidade da Gás de Alagoas S.A. (ALGÁS). O Decreto Estadual nº 1.224 foi publicado em 05 de Maio de 2003, regulamentando as Normas Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado. Este documento tem como objetivo o controle da qualidade do produto e do serviço, a segurança do fornecimento e a qualidade do atendimento comercial. Em 02 de dezembro de 2004 foi publicada a Resolução nº 041, aprovando a 1ª Revisão das Normas Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado no Estado de Alagoas. Este documento é usado para monitorar mensalmente a qualidade dos serviços prestados pela ALGÁS. Os itens de monitoração são a qualidade do produto e do serviço. No item qualidade são monitorados a pressão no ponto de entrega, o poder calorífico superior do gás e a percentagem de perdas totais. São também monitoradas a segurança de fornecimento e a qualidade do atendimento comercial.

Encontramos no capítulo 8 deste Regulamento um item referente a “Obrigações quanto aos medidores”. Neste item estão determinadas as margens de incerteza admissíveis para o medidor de vazão tipo diafragma, rotativo e turbina. Não existe nenhuma outra informação sobre campo de aplicação, periodicidade, normas adotadas e itens de desempenho dos sistemas de medição.

A Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará (ARCE) (2010), publicou a Resolução nº 69, de 30 de novembro de 2005, disciplinando as Condições Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado. O capítulo

XI é dedicado à Medição e traz diversos itens pertinentes à regulamentação da medição dos volumes de gás transferidos. Entre estes destacamos:

Art. 28 § 1º - Ficará a critério da Concessionária a escolha dos medidores e demais equipamentos de medição que julgar necessários, bem como sua substituição ou reprogramação, quando considerada conveniente ou necessária, observando os critérios estabelecidos na legislação metrológica aplicáveis a cada equipamento.

Art. 33 § 1º - Caso a legislação metrológica não disponha sobre margens de erro para um determinado tipo de medidor, a Concessionária deverá adotar os padrões do fabricante do mesmo. (ARCE, 2010).

Nestes dois artigos, a Agência Reguladora transfere para a concessionária o poder de regulamentar sobre a própria atividade. Tanto a escolha do medidor (Art. 28), como as margens de erro (Art. 33) devem ser definidas através de regulamentação técnica específica.

A ARCE também publicou a Resolução nº 60, de 30 de novembro de 2005, estabelecendo as disposições e os requisitos básicos relativos à garantia da qualidade na prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado.

A Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina (AGESC) publicou, em 18 de fevereiro de 2010, a Portaria nº 03, dispondo sobre a prestação do serviço de fornecimento de gás canalizado, estabelecendo procedimentos e indicadores de segurança e qualidade a serem adotados pela concessionária de gás, a Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGAS). Esta Portaria é semelhante às Normas Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado no Estado de Alagoas. A AGESC estabeleceu os seguintes indicadores de qualidade do produto e do serviço: pressão no ponto de entrega, poder calorífico superior, características físicas, químicas e percentagem de perdas totais de gás. Estão incluídos nesta Portaria os indicadores de segurança no fornecimento e os indicadores coletivos de qualidade do atendimento comercial. Neste Regulamento não consta nenhuma informação sobre sistemas de medição. O Art. 9º desta Portaria faz referência ao Regulamento Técnico nº 2/2008, Anexo da Resolução nº 16, de 2008, publicado pela ANP, que estabelece a especificação do gás natural a ser comercializado no Brasil. Ao incluir este Regulamento nesta Norma, a AGESC reconhece a autoridade da instância federal, no caso a ANP, para regulamentação da qualidade do gás natural distribuído.

A Sergipe Gás S.A. (SERGAS), concessionária da distribuição de gás canalizado no estado de Sergipe, incluiu na seção Gás Natural no seu portal na internet a seguinte nota:

Para ser comercializado no país, o gás natural precisa seguir as especificações da Portaria ANP nº 104, de 8 de julho de 2002, foi revogada, passando a vigorar a Resolução nº 16, de 17 de junho 2008, conforme Tabela de Especificação do Gás Natural. (SERGAS, 2010).

Ao reconhecer a Resolução ANP nº 16, de 2008, como Norma de especificação para a comercialização do gás canalizado, a Sergás também admite a autoridade da instância federal, a ANP, para regulamentação da qualidade do gás natural distribuído.

Considerando o § 2º do Art. 25 da Constituição Federal, que garante aos estados explorar os serviços locais de gás canalizado, cabe a seguinte pergunta: as concessionárias estaduais de gás natural estão sujeitas à legislação federal que regulamenta esta atividade?

A Lei nº 9.478, no art. 81, contribui para o esclarecimento desta questão quando exclui “os equipamentos e instalações destinados a execução de serviços locais de distribuição de gás canalizado, a que se refere o § 2º do art. 25 da Constituição Federal” (BRASIL, 1997). Observa-se que este dispositivo não exclui a especificação e a qualidade do gás natural que passa nas instalações, através das canalizações e dos equipamentos das concessionárias estaduais. A Resolução ANP nº16, de 2008, adotada pela SCGAS e SERGAS, mencionadas anteriormente, é um exemplo da abrangência da legislação federal sobre todas as atividades da cadeia produtiva no que se refere à qualidade do gás natural.

Estão também sujeitos à regulamentação federal todos os instrumentos de medição utilizados em atividades econômicas. A regulamentação metrológica da medição do gás natural é essencial para o aumento da qualidade e da confiabilidade nos sistemas de medição do gás natural. É um dos principais fatores para o crescimento da participação deste combustível na matriz energética da nação (VENÂNCIO, 2003).

O Art. 1º da Lei nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999, determina que: “todos os bens comercializados no Brasil, insumos, produtos finais e serviços, sujeitos a

regulamentação técnica, devem estar em conformidade com os regulamentos técnicos pertinentes em vigor” (BRASIL, 1999).

A Resolução nº 11, de 12 de outubro de 1988, do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (CONMETRO), delegou ao INMETRO o poder de “especificar as condições mínimas a que deverão obedecer os modelos de medidas materializadas e instrumentos de medir, examinando-os, definindo-os e aprovando-os, ou não” (BRASIL, 1988). Dentre as competências e atribuições do INMETRO destacam-se:

- a) Executar as políticas nacionais de metrologia;
- b) Verificar a observância das normas técnicas e legais, no que se refere às unidades de medida, métodos de medição, medidas materializadas, instrumentos de medição;
- c) Implantar e manter a cadeia de rastreabilidade dos padrões das unidades de medida no País, de forma a torná-las harmônicas internamente e compatíveis no plano internacional e;
- d) Planejar e executar as atividades de acreditação de laboratórios de calibração e de ensaios. (BRASIL, 1988).

Esta resolução também determina que:

- a) Os instrumentos de medir e as medidas materializadas quando forem empregados em atividades econômicas, quando forem utilizados na concretização ou na definição do objeto de atos e negócios jurídicos de natureza comercial deverão, obrigatoriamente:
  - corresponder ao modelo aprovado pelo INMETRO;
  - ser aprovados em verificação inicial, nas condições fixadas pelo Instituto;
  - ser verificados periodicamente. (BRASIL, 1988).

O INMETRO também especificará as condições técnicas a que devem satisfazer os instrumentos de medir, sobre os quais haja regulamentação. O INMETRO estabelecerá:

- a) a maneira como devem ser executadas as medições;
- b) as tolerâncias permitidas para as diferenças encontradas nessas medições;
- c) regras gerais sobre a fiscalização das medidas materializadas e dos instrumentos de medir. (BRASIL, 1988).

Por meio desta breve revisão bibliográfica podemos constatar que as principais fontes de informação sobre a regulamentação de gás natural são as leis, resoluções e portarias federais e estaduais, além dos contratos de concessão. Artigos, monografias e dissertações fornecem análise crítica valiosa sobre as agências reguladoras e suas dificuldades para exercer as obrigações legais, principalmente no campo da regulamentação técnica. Podemos verificar pela leitura

deste material que a plena capacitação das agências estaduais de regulação passa pela independência de atuação, capacitação e qualificação de pessoal.

Com relação à medição de vazão do gás natural, a principal fonte de consulta são os livros textos, principalmente na língua inglesa.

## **CAPÍTULO 3 – ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL**

Este capítulo tem o objetivo de discorrer sobre as propriedades, especificação e vantagens do gás natural. O entendimento destes assuntos é fundamental para o estudo da medição da vazão de gás em transferência de custódia e do controle da qualidade do gás natural, temas que serão abordados no próximo capítulo.

Para ser comercializado, o gás natural precisa estar de acordo com as especificações do Regulamento Técnico (ANP, 2008). Datta-Barua (1992, p. 137) enfatiza a importância da especificação do gás natural afirmando que a quantidade de cada um dos componentes na corrente de gás pode afetar de forma significativa a medição, operação, eficiência do transporte por tubovias e, principalmente, a sua utilização pelos usuários. A especificação da qualidade do gás é item obrigatório nas transações de gás natural.

### **3.1 DEFINIÇÃO**

O gás natural é uma mistura de gases que pode ser encontrada no subsolo, isolada ou acompanhada de petróleo. Por definição é um combustível fóssil formado por uma mistura de hidrocarbonetos, que são compostos químicos constituídos basicamente por átomos de carbono e hidrogênio. O gás natural é constituído principalmente de metano e outros gases, como nitrogênio, etano e gás carbônico. O gás natural é utilizado como combustível e como matéria-prima para a indústria. Ao contrário de outros combustíveis derivados do petróleo como a gasolina, o óleo combustível, o diesel e o querosene, o gás natural é um produto que apresenta combustão com baixos índices de óxidos de enxofre e fuligem (GASMIG, 2010).

### **3.2 COMPOSIÇÃO DO GÁS NATURAL**

O gás natural é uma corrente de múltiplos componentes, formado por uma mistura de hidrocarbonetos e não hidrocarbonetos. A quantidade de cada um dos componentes na corrente de gás tem influência na medição, operação, transporte, distribuição, armazenamento e, principalmente, para a sua utilização pelo usuário.

Considerando que o gás natural é uma corrente de múltiplos componentes, torna-se necessário a determinação da composição do gás para identificar as

propriedades físicas consideradas no cálculo da medição, no controle da qualidade do gás comercializado e para a identificação da presença de contaminantes.

Principais componentes hidrocarbonetos encontrados na corrente de gás natural (GALLAGHER, 2006):

- a) Metano -  $\text{CH}_4$  ( $\text{C}_1$ )
- b) Etano -  $\text{C}_2\text{H}_6$  ( $\text{C}_2$ )
- c) Propano -  $\text{C}_3\text{H}_8$  ( $\text{C}_3$ )
- d) Isobutano -  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  ( $i\text{C}_4$ )
- e) Normal Butano -  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  ( $n\text{C}_4$ )
- f) Isopentano -  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  ( $i\text{C}_5$ )
- g) Normal Pentano -  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  ( $n\text{C}_5$ )
- h) Hexanos -  $\text{C}_6\text{H}_{14}$  ( $\text{C}_6$ )
- i) Heptanos -  $\text{C}_7\text{H}_{16}$  ( $\text{C}_7$ )
- j) Octanos -  $\text{C}_8\text{H}_{18}$  ( $\text{C}_8$ )
- k) Nonanos -  $\text{C}_9\text{H}_{20}$  ( $\text{C}_9$ )
- l) Decanos -  $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$  ( $\text{C}_{10}$ )

O metano é o mais simples dos hidrocarbonetos. É usado principalmente como combustível e como matéria prima para a obtenção do metanol e amônia.

O etano é um composto químico de fórmula  $\text{C}_2\text{H}_6$ . Em condições normais de temperatura e pressão, etano é um gás incolor e inodoro. Etano é um composto de importância industrial, pela conversão dele em etileno.

O propano é um alcano de três carbonos. É algumas vezes derivado de outros produtos do petróleo, durante processamento de óleo ou gás natural.

Quando vendido como combustível é chamado de gás liquefeito de petróleo (GLP), que é uma mistura de propano com pequenas quantidades de propileno, butano e butileno, mais etanotiol como odorizante para impedir que o normalmente inodoro propano deixe de ser identificado quando em vazamentos. Ele é usado como combustível para fogões e em motores de automóveis.

O butano é um gás incolor, inodoro e altamente inflamável. É usado como gás de cozinha. Pode ser fornecido via tubulação ou em botijões.

Os pentanos, hexanos, heptanos e octanos são componentes encontrados na gasolina e na nafta.

Principais componentes não hidrocarbonetos encontrados na corrente de gás natural (GALLAGHER, 2006):

- a) Nitrogênio –  $N_2$
- b) Dióxido de carbono –  $CO_2$
- c) Água –  $H_2O$
- d) Gás sulfídrico –  $H_2S$
- e) Sulfeto de carbonila –  $COS$
- f) Dissulfeto de carbono –  $CS_2$
- g) Mercaptans –  $R-SH$
- h) Mercúrio –  $Hg$
- i) Hélio –  $He$
- j) Argônio –  $Ar$
- k) Oxigênio –  $O_2$
- l) Hidrogênio –  $H_2$

O nitrogênio é um gás incolor, inodoro e insípido. É um gás inerte e não apresenta valor energético. Como é um dos componentes da corrente do gás extraído, ocupa espaço e reduz a capacidade da tubulação de transporte. A partir de um determinado teor pode acarretar uma redução do poder calorífico do gás natural. O alto teor de nitrogênio (5,8% v/v) é uma característica do gás natural extraído no campo de produção marítimo de Manatí (BA) (MADEIRA, 2008, p. 16). A mais importante aplicação comercial do nitrogênio é na obtenção da amônia.

O dióxido de carbono reduz o poder calorífico do gás e quando combinado com água torna-se corrosivo. É o principal responsável pelo efeito estufa. Tem diversas aplicações incluindo o uso em injeção nos poços para recuperação de petróleo, na indústria alimentícia e na fabricação de uréia.

O gás sulfídrico é usado no processo de recuperação de enxofre, matéria-prima para a fabricação de ácido sulfúrico. É altamente tóxico. O Hélio e o Argônio são gases nobres e podem ser extraídos para comercialização.

Na Tabela 1 podemos ter uma idéia da composição típica do gás natural fornecido.

Tabela 1 – Composição típica do gás natural

COMPONENTES	% EM VOLUME
Metano	88,94
Etano	5,83
Propano	1,91
Butano + Pesados	1,15
Gás Carbônico (CO <sub>2</sub> )	1,40
Nitrogênio (N <sub>2</sub> )	0,77
Total	100,0

Fonte: BAHIAGÁS (2010).

### 3.3 PROPRIEDADES FÍSICAS

Considerando que o gás natural é uma corrente de múltiplos componentes, torna-se necessário a determinação da composição do gás, necessária para identificar as propriedades físicas incluídas no cálculo da medição de vazão. De acordo com Gallagher (2006, p. 20), as propriedades são de fundamental importância e devem ser determinadas antes do início do projeto de medição. Entre outras propriedades do gás natural, relacionamos:

Composição do gás (mole % de C<sub>1</sub> a C<sub>10</sub>, H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub>);

Peso molecular (MW<sub>gas</sub>);

Densidade relativa ideal (RD<sub>id</sub>);

Densidade relativa real (RD);

Conteúdo energético (HHV<sub>b</sub>);

Densidade base ( $\rho_b$ );

Densidade na vazão ( $\rho_{tp}$ );

Viscosidade absoluta ( $\mu$ );

Expoente isentrópico ( $K_{id}, K_r$ );

Formação de hidratos;

Compressão de calor.

A composição do gás natural é crítica para a definição de diversos parâmetros da especificação do gás natural, dentre eles o peso molecular, a densidade base, a viscosidade e o conteúdo energético. O peso molecular do gás é função da composição do gás. A densidade relativa ideal é a razão entre o peso molecular do gás e o peso molecular do ar. A densidade relativa real é a razão entre o peso molecular do gás e o peso molecular do ar nas mesmas condições de pressão e de temperatura.

O conteúdo energético é a quantidade de calor liberado por um determinado volume de gás na temperatura e pressão de base após a queima completa.

Nos Estados Unidos o conteúdo energético é expresso em BTU. No México, Canadá e Brasil o conteúdo energético é expresso em Joules (J), quilo joules (kJ) e megajoules (MJ). Em outros países, o conteúdo energético é expresso em calorias ou quilo calorias (kC).

O fator de compressibilidade ( $Z$ ) é usado para calcular a densidade de massa de um gás.

A viscosidade absoluta é a medida da resistência à deformação do fluido em movimento. Para medição de gás natural com placa de orifício, a viscosidade absoluta é fixada no valor de 0.0103 cP.

Componente isentrópico é uma propriedade termodinâmica que estabelece a relação entre a pressão de expansão de um fluido e a densidade do fluido ao passar por meio de um elemento primário de pressão diferencial.

### 3.4 CONDIÇÕES DE PROCESSO (OU OPERACIONAIS)

Para projetar e operar adequadamente um sistema de medição é necessário obter informações de processo (GALLAGHER, 2006). São algumas delas, dentre outras:

- a) Pressão base;
- b) Temperatura base;
- c) Composição – mínimo, normal e máximo;
- d) Peso molecular do gás para composição normal;
- e) Densidade relativa ideal para composição normal;
- f) Densidade relativa real para composição normal;
- g) Conteúdo energético para composição normal;
- h) Densidade base para composição normal;
- i) Vazão mássica – mínimo, normal e máximo;
- j) Vazão volumétrica – mínimo, normal e máximo;
- k) Pressão operacional – mínimo, normal e máximo;
- l) Temperatura operacional – mínimo, normal e máximo;
- m) Densidade operacional – mínimo, normal e máximo;
- n) Viscosidade absoluta – mínimo, normal e máximo.

### 3.5 ESPECIFICAÇÃO

A especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado no Brasil deve ser fornecida de acordo com o Regulamento Técnico ANP nº 2/2008, aprovado pela Resolução ANP nº 16, publicada em 18 de junho de 2008. São obrigadas a observar o disposto neste Regulamento as empresas que exerçam as atividades de comercialização e transporte de gás natural no país, incluindo os carregadores, transportadores e as empresas distribuidoras. Como distribuidores e comercializadores, as concessionárias estaduais de gás natural estão, portanto, obrigadas a cumprir a Resolução nº 16, de 2008, e o Regulamento Técnico nº 3, de 2008. Esta Resolução aplica-se ao gás natural a ser utilizado como

combustível para fins industriais, residenciais, comerciais, automotivos e de geração de energia.

Como exceção, esta Resolução não se aplica ao gás natural usado como matéria-prima em processos químicos. Neste caso a qualidade pode ser objeto de acordo entre o fornecedor e o usuário. É o caso das fábricas de fertilizantes onde o gás natural é matéria-prima para a fabricação da amônia.

O carregador é obrigado a realizar as análises nos pontos de recepção do gás natural a cada 24 horas. O Certificado de Qualidade deve ser firmado por químico responsável e deverá conter o resultado da análise de todas as características, os limites da especificação e os métodos empregados, comprovando que o produto atende à especificação constante do Regulamento Técnico.

O transportador fica obrigado a realizar a cada 24 horas a análise do gás natural, apresentando os resultados da análise e os limites da especificação das seguintes características:

- a) Poder calorífico superior;
- b) Índice de Wobbe;
- c) Teores de metano, etano, propano, butano e mais pesados;
- d) Inertes ( $N_2+CO_2$ );

Dióxido de carbono e oxigênio.

As amostras destas análises deverão ser tomadas nos seguintes pontos:

De recepção, após a homogeneização da mistura entre o gás entrante e o gás passante;

De entrega, com incidência de inversão de fluxo no duto de transporte e vazão superior a 400 mil  $m^3/d$ .

A ANP poderá, a qualquer tempo, submeter os carregadores e os transportadores a auditoria de qualidade, a ser executada por entidades credenciadas pelo INMETRO, sobre procedimentos e equipamentos de medição que tenham impacto sobre a qualidade e a confiabilidade dos serviços de que trata esta Resolução e seu Regulamento Técnico.

A odorização do gás natural deverá ser realizada no transporte de acordo com as exigências previstas durante o processo de licenciamento ambiental e na distribuição, atendendo às exigências específicas de cada agência reguladora estadual.

Este Regulamento alerta que o gás natural comercializado deve apresentar concentrações limitadas de componentes potencialmente corrosivos, de modo que a segurança e a integridade dos equipamentos sejam preservadas. Esses componentes são sulfeto de hidrogênio, dióxido de carbono e água.

Para atender à legislação vigente, o Regulamento Técnico ANP nº 02/2008 usa o Sistema Internacional de Unidades (SI) (CONMETRO, 1988). Assim, a unidade de energia adotada é o J, e seus múltiplos, ou o kWh; a unidade de pressão é o Pascal (Pa) e seus múltiplos; e a unidade de temperatura é o Kelvin (K) ou o grau Celsius (°C).

As condições de referência para a temperatura, pressão e umidade de referência requerida para o cálculo das características de poder calorífico e do índice de Wobbe especificadas neste Regulamento Técnico são: 293,15K e 101,325kPa e base seca.

As seguintes normas são adotadas por este Regulamento para a determinação das características do produto:

- a) *American Society for Testing and Materials (ASTM)*;
- b) *International Organization for Standardization (ISO)*;
- c) *Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT)*.

Quadro 1 - Especificação do gás natural

Característica	Unidade	Limite			Método		
		Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul	NBR	ASTM D	ISO
Poder calorífico superior	kJ/m <sup>3</sup> kWh/m <sup>3</sup>	34.000 a 38.400 9,47 a 10,67	35.000 a 43.000 9,72 a 11,94		15213	3588	6976
Índice de Wobbe	kJm <sup>3</sup>	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500		15213	—	6976
Número de metano, mín.	—	—	65		—	—	15403
Metano, mín.	% mol	68	85		14903	1945	6974
Etano, mín.	% mol	12	12		14903	1945	6974
Propano, máx.	% mol	3	6		14903	1945	6974
Butanos e mais pesados, máx.	% mol	1,5	3		14903	1945	6974
Oxigênio, máx.	% mol	0,8	0,5		14903	1945	6974
Inertes (N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> ), máx.	% mol	18	8	6	14903	1945	6974
CO <sub>2</sub> , máx.	% mol	3			14903	1945	6974
Enxofre total, máx.	mg/m <sup>3</sup>	70			—	5504	6326-3 6326-5 19739
Gás sulfídrico (H <sub>2</sub> S), máx.	mg/m <sup>3</sup>	10	13	10	—	5504 6228	6326-3 —
Ponto de orvalho de água a 1 atm, máx.	°C	-39	-39	-45	—	5454	6327 10101-2 10101-3 11541
Ponto de orvalho hidrocarbonetos a 4,5 Mpa, máx.	°C	15	15	0	—	—	6570
Mercurio, máx.	µg/m <sup>3</sup>	anotar	—	—	—	—	6978-1 6978-2

Fonte: Regulamento Técnico 02/2008 – ANP (ANP, 2008).

O Poder Calorífico Superior é a quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008). O poder calorífico de referência de substância pura empregado no Regulamento Técnico ANP N<sup>o</sup> 2/2008 encontra-se sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K, 101,325 kPa, respectivamente em base seca.

O Índice de Wobbe é o quociente entre o poder calorífico superior do gás e a densidade relativa nas mesmas condições de temperatura e pressão de referência. É uma medida da quantidade de energia disponibilizada em um sistema de combustão por meio de um orifício injetor (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008). De acordo com o Regulamento Técnico No 2/2008, o índice de Wobbe é calculado empregando o poder calorífico superior em base seca.

O Número de Metano indica a capacidade antidetonante do gás natural resultante de suas características na aplicação veicular, sendo seus limites passíveis de comparação com a octanagem da gasolina.

A Composição são as frações ou percentagens mássicas, volumétricas ou molares dos principais componentes, componentes associados, traços e outros componentes determinados pela análise do gás natural. Para gases ideais, a fração volumétrica equivale à fração molar.

O Enxofre Total é o somatório dos compostos de enxofre presentes no gás natural. Alguns compostos de enxofre na presença de água ocasionam a corrosão de aços e ligas de alumínio. O Gás Sulfídrico ( $H_2S$ ) é o componente mais crítico no que se refere à corrosão e será tratado separadamente.

A presença do Gás Sulfídrico depende da origem, bem como do próprio processo empregado no tratamento do gás, e pode acarretar problemas nas tubulações e nas aplicações finais do gás natural. O gás sulfídrico na presença de oxigênio pode causar corrosão sob tensão, especialmente em cobre, podendo ser nocivo aos sistemas de transporte e utilização do gás natural.

O Ponto de Orvalho é a temperatura na qual ocorre a formação da primeira gota de líquido quando o gás sofre resfriamento ou compressão. As substâncias normalmente encontrados são água, hidrocarbonetos ou glicol, que apresentam pontos de orvalho distintos.

O Oxigênio está presente em baixas concentrações. Nestas condições atua como diluente do combustível e é crítico na presença de água, mesmo em baixas concentrações, pois pode provocar corrosão de superfícies metálicas.

As partículas sólidas existentes na corrente de gás podem provocar contaminação, obstrução e erosão na alimentação de combustível dos veículos e de fornalhas.

A presença do dióxido de carbono deve-se à técnica de extração do gás natural ou à ocorrência natural na origem do produto.

O Art 2º da Resolução ANP nº 16/2008 deixa claro que seu uso é obrigatório em todo o território nacional. Isto significa que as distribuidoras locais de gás canalizado são obrigadas a seguir a especificação estabelecida pelo Regulamento Técnico nº 2/2008. Alguns regulamentos estão desatualizados e fazem menção à Portaria ANP nº 104/2002, revogada pela Resolução nº 16/2008.

As Normas Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado no Estado de Alagoas, publicadas através do Decreto nº 1.224, de 05 de maio de 2003, determina no parágrafo 4.1.2 que:

Os limites de PCS – Poder Calorífico Superior, considerados neste Projeto de Qualidade, são constantes do Grupo M (médio) especificado no regulamento técnico da portaria nº 104, de 2002, da Agência Nacional do Petróleo – ANP, ou a que vier sucedê-la, que passará a ter vigência a partir de 09/01/2003. (ALAGOAS, 2004).

A Portaria nº 03, de 18 de fevereiro de 2010, da Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina (AGESC), determina no Art. 9º que:

Os limites de PCS e CFQ – Características Físico-Químicas considerados nesta Resolução são os constantes no Regulamento Técnico nº 2/2008, Anexo da Resolução nº 16/2008, de 17 de junho de 2008, da Agência Nacional do Petróleo – ANP, que estabelece a especificação do gás natural a ser comercializado em todo o território nacional, ou em outro regulamento que vier a sucedê-lo. (AGESC, 2010).

A SERGAS (2010) também menciona a Resolução nº 16/2008, informando que “Para ser comercializado no país, o gás natural precisa seguir as especificações da Portaria ANP nº 104, de 8 de julho de 2002, que foi revogada, passando a vigorar a Resolução nº 16, de 17 de julho de 2008”.

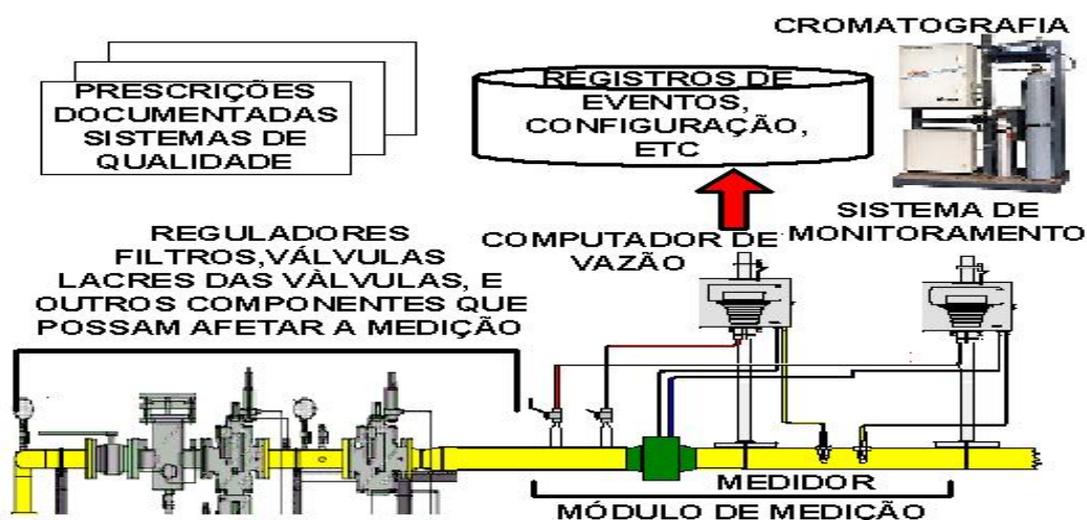
No site da SCGAS encontramos a seguinte afirmação sobre a obrigatoriedade de cumprir a Regulamentação Técnica da ANP sobre especificação de gás natural: “Para ser comercializado no país, o gás natural precisa seguir as especificações da Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008 - DOU 18.6.2008, da Agência Nacional do Petróleo”.

Para que a medição do gás natural seja completa é necessária a determinação da composição e de certas características físicas. A quantificação dos gases inertes, como o nitrogênio e o dióxido de carbono, e também a densidade específica são parâmetros que entram no cálculo do volume do gás.

A especificação na medição do gás natural é utilizada no cálculo do preço estabelecido em contrato quando é levado em conta o valor da energia consumida. Este valor é calculado multiplicando-se o volume consumido pelo poder calorífico. O poder calorífico é, portanto, essencial para a determinação da energia contida no gás natural. De acordo com Pereira (2006, p. 16), o principal método para essa medição é a cromatografia gasosa em linha. Os cromatógrafos devem ter

capacidade de determinar hidrocarbonetos entre C1 e C6, nitrogênio, dióxido de carbono e oxigênio. Na Figura 2 podemos ver um sistema típico de transferência de custódia de gás natural com a inclusão de um cromatógrafo em linha.

Figura 2 - Sistema de medição para transferência de custódia



Fonte: Venâncio (2003).

Segundo Barateiro, Maia e Casado (2008, p.33), “os sistemas variam tanto a composição do gás que é necessário a utilização de cromatógrafos para obtenção da análise do gás em períodos muito curtos – tipicamente a cada 30 minutos”.

### 3.6 VANTAGENS E BENEFÍCIOS

O gás natural é uma fonte de energia versátil, utilizada em diversos segmentos como indústria, comércio, residências e como combustível de veículos e usinas térmicas. O uso do gás natural traz conforto, economia, comodidade e segurança aos seus usuários.

Sua composição, caracterizada pela mistura de hidrocarbonetos leves, produz uma combustão menos suja, que emite menor quantidade de fuligem na atmosfera. Por isso o gás natural é um combustível utilizado em todo o mundo. Substitui com vantagem outras formas de energias poluidoras como o carvão, a lenha e o óleo combustível.

É importante também que sejam anotadas as desvantagens do uso deste combustível. Na palestra de abertura na 1ª Convenção da Associação Brasileira de

Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), Prates (2008) relaciona algumas desvantagens do uso do gás natural:

- a) Alcance geográfico limitado pela rede de distribuição;
- b) Tarifação por faixa de consumo prejudicial aos pequenos consumidores;
- c) Transformação de equipamentos eletrotérmicos necessita de investimentos elevados, ao contrário do GLP e do óleo;
- d) Redução de capacidade de produção na transformação de caldeiras a óleo (temperatura e comprimento de chama).

Outra desvantagem a ser anotada é o monopólio de distribuição estabelecido por dispositivo constitucional. A verticalização da produção, transporte e distribuição prejudica a competitividade neste setor. A recém promulgada Lei do Gás tem a incumbência de incentivar o surgimento de novos participantes, possibilitando uma maior concorrência.

A melhor fonte de informação sobre as vantagens e benefícios do gás natural pode ser encontrada na internet, nas paginas das companhias distribuidoras de gás canalizado. A seguir relacionamos algumas destas vantagens e benefícios consolidados em pesquisa feitas nos sites da ALGÁS, CEGAS, BAHIAGÁS, SERGAS, CEG, COMGÁS, COMPAGAS, GASMIG, SCGAS e SULGÁS:

O uso do gás natural apresenta diversas vantagens para o meio ambiente quando comparado com os demais combustíveis fósseis. Entre outras vantagens relacionamos:

- a) Reduz sensivelmente a emissão de particulados;
- b) Não emite cinzas e praticamente elimina a emissão de compostos de enxofre;
- c) Não se acumula no ambiente, é mais leve do que o ar;
- d) Elimina o tratamento de efluentes dos produtos da queima;
- e) Melhoria da qualidade do ar nas grandes cidades;
- f) Baixíssima presença de contaminantes;
- g) Não exige tratamento dos gases de combustão;

- h) Rápida dispersão de vazamentos;
- i) Emprego em veículos automotivos, diminuindo a poluição urbana;
- j) A segurança de uso é outro motivo da preferência do gás natural usado em combustão;
- k) Não requer estocagem, eliminando os riscos do armazenamento de combustíveis;

Para que o gás natural se inflame, é preciso que seja submetido a uma temperatura superior a 620°C, enquanto que o álcool se inflama a 200°C e a gasolina a 300°C.

- a) A ingestão ou inalação acidental de gás natural em pequenas proporções não provoca danos sérios à saúde das pessoas, e à medida que as pessoas respirarem ar fresco, ele é eliminado sem deixar qualquer resíduo no organismo;
- b) A operação com o gás natural em sistemas de combustão traz inúmeras vantagens advindas de um produto mais limpo e menos corrosivo que os seus similares;
- c) Reduz o tempo e o número de paradas para manutenção, aumentando a vida útil dos equipamentos;
- d) Tem uma composição química mais constante, o que possibilita melhor regulagem da chama, nos fornos abertos;
- e) A distribuição do calor é melhor e a temperatura é mais constante, o que diminui as variações nos processos de industrialização;
- f) Não precisa ser aquecido;
- g) Não está sujeito a quedas de energia (que podem causar danos aos equipamentos, como acontece com a eletricidade);
- h) Combustão mais facilmente regulável quando comparado com outros combustíveis líquidos ou sólidos;
- i) Elevado rendimento energético; como se encontra na natureza em estado gasoso, o gás natural não precisa ser atomizado para queimar,

o que lhe confere uma combustão menos suja e mais eficiente no que se refere a seu rendimento térmico;

- j) A economia no uso do gás natural traz maior competitividade à indústria, diversifica a matriz energética, reduz o valor do seguro, do transporte e da armazenagem;

Por se tratar de um combustível mais limpo a manutenção é mais simples, de menor custo, aumentando a vida útil dos equipamentos, reduzindo o tempo gasto em paradas. Outra grande vantagem é a maior estabilidade de fornecimento.

## CAPÍTULO 4 - MEDIÇÃO DE VAZÃO DE GÁS NATURAL

O propósito deste capítulo é apresentar as diferentes técnicas usadas na medição de vazão para transferência de custódia do gás natural. A aprovação dos medidores usados na contabilidade dos volumes transferidos é parte integrante da atividade de regulamentação da medição do gás natural canalizado a ser exercido pelas agências estaduais de regulação, a exemplo do que ocorre na área federal (Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2000, item 7.1.1). A aprovação dos modelos e verificação inicial é de responsabilidade do INMETRO (CONMETRO, 1988).

De acordo com Datta-Barua (1992), a medição de vazão não é uma ciência exata. É uma ciência aplicada, está em constante mudança e acompanha a evolução da tecnologia e do cenário econômico. A medição dos volumes transferidos é considerada a caixa registradora da indústria do gás. Deve ser feita de forma imparcial para garantir a confiança do fornecedor e do comprador. A medição do gás para transferência de custódia tem base teórica nas leis da física e da química, e também na engenharia e contabilidade.

A Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), informou que o consumo de gás em setembro de 2010 teve a média de 62,7 milhões de metros cúbicos consumidos por dia. Levando em consideração o preço atual e futuro do gás natural, podemos calcular o impacto econômico provocado por cada 0,01% de incerteza que passa despercebido pelos sistemas de medição de vazão.

Na apresentação “Medição fiscal: despesa ou investimento”, Barateiro e Rodriguez (2008) informam que a produção de gás natural na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, em fevereiro de 2004 atingiu o valor médio de 16.356.000 m<sup>3</sup>/d. Considerando o custo de R\$ 1,10/m<sup>3</sup> de gás, e uma incerteza de medição de 1,5%, teremos uma exposição ao risco da ordem de US\$ 8.100.000 por mês!

Na apresentação “Desafios da macromedição para garantir a confiabilidade dos índices de perdas”, Taira (2009, p. 7) informa que a movimentação de gás natural no Brasil é de 80 000 000 de m<sup>3</sup>/dia. Para uma incerteza acumulada de 1% de medição, teremos 800 000 m<sup>3</sup>/dia. Ao preço de R\$ 1,00/m<sup>3</sup>, isto significa R\$ 800 mil/dia, ou R\$ 284 milhões por ano.

Erros de medição têm impacto direto nos lucros imediatos e futuros de uma empresa (GALLAGHER, 2006). Estes erros podem resultar em:

- a) Perda de clientes;
- b) Publicidade negativa;
- c) Multas;
- d) Processos judiciais.

Tanto nas companhias concessionárias de gás, como nos clientes industriais a responsabilidade pela medição do gás transferido é uma atividade conduzida por um grupo técnico ligado à manutenção ou à operação. No entanto, o resultado desta atividade, a medição dos volumes entregues ou recebidos, é de importância fundamental para a contabilidade das empresas. Para as concessionárias o volume entregue representa a receita total da empresa. Para os usuários industriais o volume recebido é, provavelmente, o insumo básico de maior valor. Por este motivo a contabilidade do gás tem como base as condições contratuais entre o fornecedor e o comprador, e também os regulamentos técnicos (DATTA-BARUA, 1992).

A medição do gás natural é a medição mais comum entre os gases devido ao uso como combustível e também como matéria-prima nas indústrias. Entre os diversos gases de aplicação industrial, o gás natural é o que representa o maior valor de faturamento (DATTA-BARUA, 1992).

A medição do gás natural transportado é relativamente fácil, uma vez que após ser processado o gás apresenta-se limpo e de forma definida, com disponibilidade de informações sobre a pressão, volume, temperatura e composição. O gás natural também é fácil de ser medido por ser transportado e distribuído em níveis de pressão e de temperatura que estão normalmente dentro dos limites operacionais dos instrumentos de medição (UPP; LANASA, 2002).

A tendência de transformar a medição de vazão num assunto meramente teórico ignora o fato de que a aplicação prática de medidores, princípios de medição e equipamentos de medição são os fatores de maior influência na obtenção de uma medição com qualidade (UPP; LANASA, 2002).

A medição da vazão do gás com a menor incerteza possível é importante devido às implicações diretas nos aspectos econômicos e comerciais envolvidos e no atendimento aos requisitos legais e normativos. A medição eficiente e com pequena incerteza do gás natural é fundamental para o gerenciamento de energia no mundo atual (DATTA-BARUA, 1992).

Upp e Lanasa (2002, p. 9) definem a transferência de custódia como sendo a medição de vazão que tem a finalidade de determinar um volume sobre o qual o pagamento é feito ou recebido quando da transferência de propriedade. Quando existe troca de dinheiro, a melhor medição torna-se importante de forma que as duas partes na transação são tratadas de maneira justa. Na medição para transferência de custódia devemos estar permanentemente conscientes de que a medição de vazão é, na realidade, medição de dinheiro. O objetivo de um projeto de medição para esta finalidade deve ser o de reduzir todas as incertezas de medição a um mínimo, de forma que a quantidade medida possa ser acordada pela troca de custódia (UPP; LANASA, 1993).

O Item 7.1.1 do Regulamento Técnico de Medição aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2000 determina que “as medições de gás natural nos pontos de medição da produção devem utilizar placas de orifício, turbinas ou medidores tipo ultrassônico” (BRASIL, 2000). Este mesmo item aponta que “outros tipos de medidores podem ser utilizados se previamente autorizados pela ANP”. (BRASIL, 2000).

Além destes medidores, vamos também incluir neste trabalho os medidores tipo deslocamento positivo e tipo Coriolis, uma vez que já existem normas nacionais e estrangeiras regulamentando o uso destes instrumentos aplicados à medição para transferência de custódia de gás natural. A BAHIAGÁS e várias companhias distribuidoras de gás utilizam estes medidores nas medições de vazão para faturamento.

#### 4.1 MEDIÇÃO DE VAZÃO NA CADEIA PRODUTIVA DO GÁS NATURAL

Todo gás natural demandado deve ser medido sempre que for movimentado, desde a produção até o consumidor final (ANICETO; BARROS; GERTRUDES, 2010).

Desde a jazida até o consumidor final o gás passa por diversas etapas, incluindo a exploração, produção, processamento, transporte e distribuição. Ao longo de mais de 18.000 km de gasodutos (ABEGÁS, 2010) existentes no Brasil, sistemas de medição de vazão são instalados com objetivo de medir a produção, o transporte e a distribuição do gás natural. A legislação sobre a movimentação do gás canalizado divide a responsabilidade de gestão entre a União e os estados (CF 1988, Art. 25). Da produção até o ponto de entrega (*city gate*), o gás natural é submetido à regulação federal. A regulação da distribuição do gás natural para transferência de custódia é feita a partir do ponto de entrega, e é de competência dos governos estaduais (Figura 4).



Fonte: AGERBA (2010).

Apesar de submetidos a regulamentações diferentes, os sistemas de medição de vazão devem satisfazer a um conjunto de normas que permitam a harmonização com as normas internacionais.

Kawakita, Espírito Santo e Telles (2005, p.24) observam que devido aos aspectos legais e comerciais envolvidos, é comum observar, principalmente nas estações de medição mais importantes, que os fornecedores de gás e os recebedores operam de forma independente os seus próprios sistemas de medição, sempre verificando se as diferenças entre as medições estão dentro das tolerâncias acordadas entre as partes por meio de instrumentos contratuais detalhados. Nesse sentido, pode-se dizer que o principal objetivo de um sistema de medição de gás natural é realizar medições confiáveis dos volumes de gás por meio do uso de equipamentos calibrados e técnicas de medição reconhecidas, que possam

assegurar um nível de incerteza aceitável para as medições, e que atendam aos requisitos e limites de normas e regulamentos da indústria do gás.

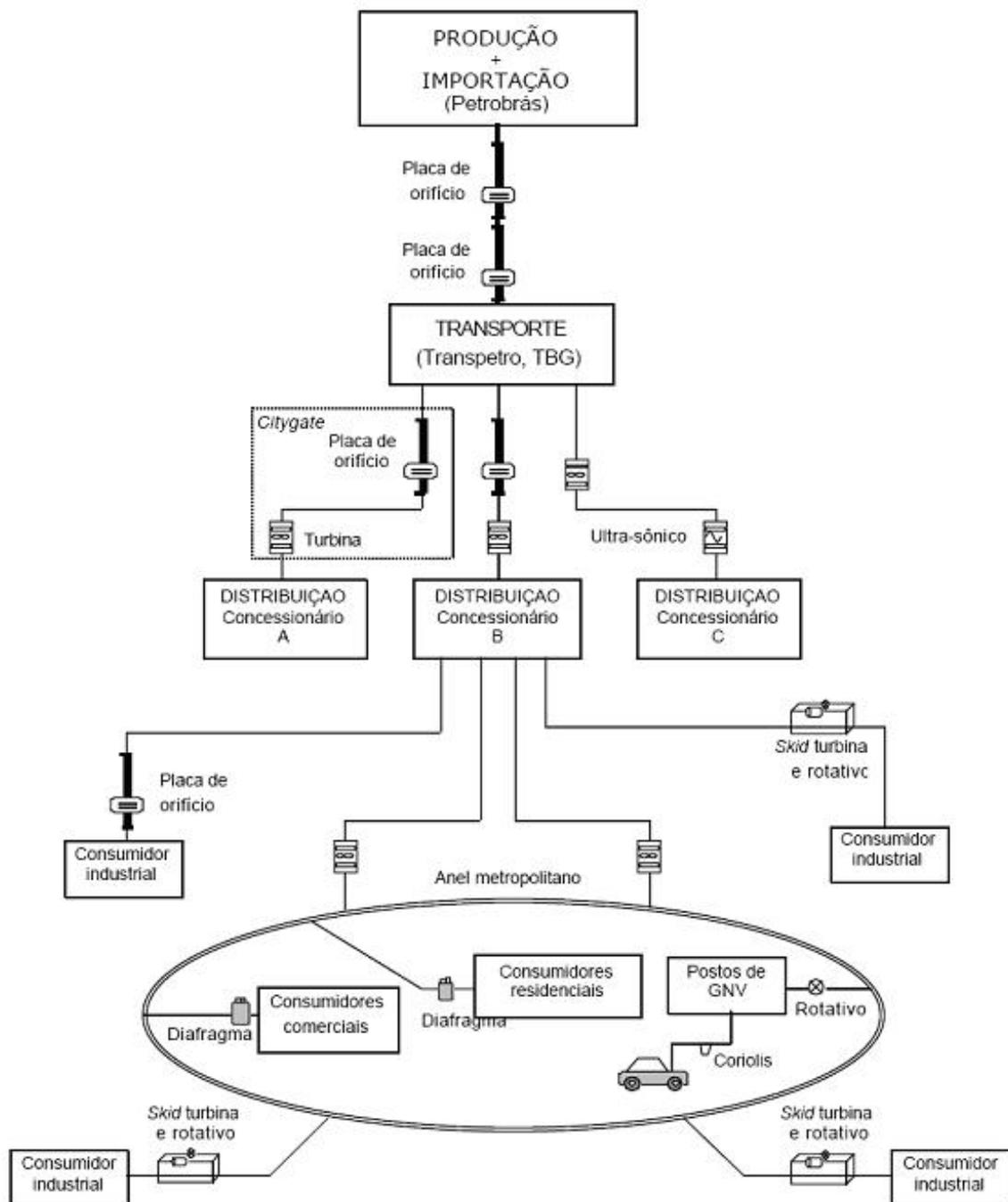
A Figura 4 apresenta de forma esquemática a cadeia de transporte e de distribuição do gás natural no Brasil, mostrando seu percurso da produção até o consumidor final.

No que se refere á medição de gás natural Kawakita, Espírito Santo e Telles (2005) informam que no Brasil, são usados preferencialmente os seguintes elementos primários de vazão:

- a) Medição fiscal e transferencia de custódia: placas de orifício e turbinas;
- b) Medições de distribuição aos consumidores industriais: medidores dos tipos turbina e rotativos;
- c) Medição do gás domiciliar: medidor tipo diafragma;
- d) Gás Natural Veicular (GNV): medidores mássicos do tipo Coriolis.

A seguir são descritos esses medidores, seus princípios de operação e suas principais características, vantagens e limitações funcionais e metrológicas.

Figura 4 – Ponto de Entrega (City Gate)



Fonte: Kawakita, Espírito Santo e Telles (2005).

#### 4.2 PLACA DE ORIFÍCIO

Um dos elementos primários de vazão mais utilizados na medição de gás natural no mundo é a placa de orifício. Trata-se de uma tecnologia tradicional, com

mais de 100 anos de uso, regulada por normas publicadas por diversas instituições como ISO, API e AGA. A placa de orifício é um elemento de restrição plano, instalado transversalmente na tubulação, em ângulo reto com o escoamento, e que provoca uma diferença na pressão entre as seções transversais localizadas a montante e a jusante da placa.

O princípio básico de operação deste tipo de elemento primário é baseado no fato da pressão diferencial através da placa ser proporcional ao quadrado da vazão. A vazão portanto, é obtida medindo a pressão diferencial e extraíndo a raiz quadrada. A placa de orifício é uma peça de metal plana com um diâmetro interno dimensionado. A placa é instalada entre um par de flanges com tomadas de pressão num trecho de tubulação com comprimentos a montante e a jusante determinado por norma. Tomadas de pressão instaladas em cada lado da placa detectam o diferencial de pressão. Ver a Figura 5.

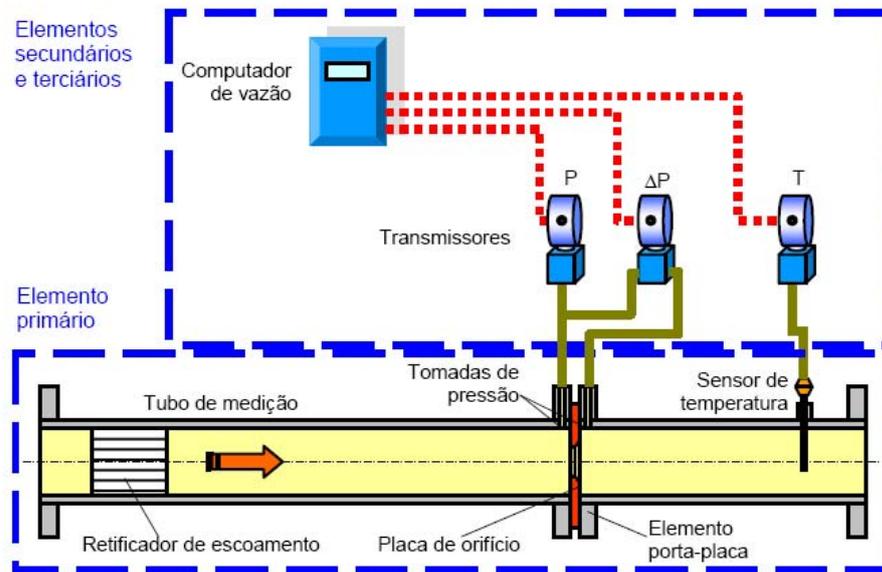
Um sistema típico de medição de gás natural por placa de orifício é composto basicamente das seguintes partes:

- a) Placa de orifício;
- b) Flange de orifício ou porta placa;
- c) Trechos retos a montante e a jusante;
- d) Transmissores de pressão diferencial e estática;
- e) Computador de vazão.

Principais vantagens do medidor tipo placa de orifício:

- a) Versatilidade, permitindo sua aplicação à grande maioria dos fluidos;
- b) Variedade de diâmetros;
- c) Baixo custo;
- d) Facilidade de manutenção;
- e) Robustez;
- f) Não requer fonte externa de energia;
- g) Não tem partes móveis.

Figura 5 - Componentes de um sistema de medição por placa de orifício.



Fonte: Kawakita, Espírito Santo e Telles (2005).

Apesar das diversas vantagens a placa de orifício tem algumas restrições quanto a aplicação. As principais desvantagens são:

- a) A necessidade de longos trechos retos;
- b) A alta perda de carga;
- c) A perda de carga permanente;
- d) A faixa de operação é relativamente pequena (3:1).

No Brasil, a exemplo de muitos outros países, a placa de orifício é amplamente utilizada nas medições de gás natural, em aplicações de medição fiscal e transferência de custódia. Na maioria dos casos, desde que devidamente projetados, fabricados, instalados e operados, os sistemas podem apresentar níveis de incerteza na medição de vazão compatíveis com os requisitos do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP/INMETRO nº 01/2000 (KAWAKITA; ESPÍRITO SANTO; TELLES, 2005).

#### 4.3 MEDIDOR TIPO TURBINA

O medidor tipo turbina é utilizado há décadas na medição de volumes pela indústria de gás natural e tem como principal vantagem a reduzida incerteza de

medição. A turbina usa um rotor com diversas palhetas. O rotor é apoiado em mancais dentro de um tubo. A passagem do fluido movimenta o rotor numa velocidade proporcional à velocidade do fluido e, conseqüentemente, proporcional à vazão volumétrica. O dispositivo primário é constituído pelo corpo, rotor, mancais e sensor de rotação (*pick up*).

Os principais dispositivos secundários são o transmissor de pressão estática, transmissor de temperatura, cromatógrafo etc. O dispositivo terciário é o computador de vazão, que recebe informações dos dispositivos primários e secundários.

Vantagens do medidor tipo turbina:

- a) Boa precisão;
- b) Saída eletrônica direta;
- c) Excelente faixa de medição para gases em alta pressão;
- d) Aplicáveis em áreas classificadas.

Desvantagens do medidor tipo turbina:

- a) Faixa de medição reduzida em baixas pressões;
- b) Necessita de retificadores;
- c) Desgaste dos mancais afeta medição.

Figura 6 – Medidor de vazão tipo turbina



Fonte: Hoffer (2010).

No Brasil, o medidor de vazão tipo turbina é utilizado intensamente pelas concessionárias estaduais, principalmente na medição de gás para as indústrias.

#### 4.4 MEDIDOR TIPO ULTRASSÔNICO

O medidor tipo ultrassônico juntamente com o medidor tipo Coriolis se constituem os mais novos equipamentos a serem utilizados na medição de vazão de gás natural para transferência de custódia. O princípio de operação do medidor ultrassônico considera que um pulso ultrassônico, atravessando um escoamento de um fluido, viaja mais rapidamente na direção do escoamento do que contra o mesmo. Assim, quanto maior for a diferença entre os tempos de trânsito desses pulsos ultrassônicos, maior será a vazão de gás passante através do medidor (KAWAKITA; ESPÍRITO SANTO, TELLES, 2005). Para aplicações fiscais e para transferência de custódia é utilizada a tecnologia de tempo de trânsito.

O conjunto primário do medidor é formado pelas seguintes partes: corpo do medidor, transdutores ultrassônicos que transmitem e recebem ondas de som, eletrônica e tubo de medição com trechos a montante e a jusante.

Os principais dispositivos secundários são o transmissor de pressão estática, e o transmissor de temperatura.

O dispositivo terciário é o computador de vazão, que recebe informações dos dispositivos primários e secundários.

Vantagens:

- a) Bidirecional
- b) Sem queda de pressão;
- c) Sem peças móveis;
- d) Baixa manutenção;
- e) Grande variedade de diâmetros;
- f) Permite a troca de transdutores em operação.

Desvantagens:

- a) Seu custo ainda é relativamente elevado comparado com outras tecnologias;
- b) Limitado a velocidade do gás até 30 m/s;
- c) Requer trecho reto mínimo de 10 diâmetros a montante;
- d) Requer trecho reto mínimo de 5 diâmetros a jusante;
- e) É recomendável o uso de condicionador de escoamento;
- f) Recomendável calibrar o medidor com o gás de operação.

Em diversos países, o medidor ultrassônico já pode ser encontrado em aplicações de medição fiscal e de transferência de custódia. No Brasil, embora a ANP aprove a utilização do medidor ultrassônico de múltiplos feixes para a medição de gás natural, este medidor ainda não encontrou a devida aceitação pelo mercado, estando limitado, no momento, essencialmente a sistemas de medição de vazão operacional (KAWAKITA; ESPÍRITO SANTO; TELLES, 2005). Algumas concessionárias estaduais já iniciaram estudos de aplicação do medidor ultrassônico para medição de vazão em transferência de custódia.

Figura 7 - Medidor de vazão de gás tipo ultrassônico



Fonte: Emerson/Daniel (2010).

#### 4.5 MEDIDOR TIPO DESLOCAMENTO POSITIVO

A grande vantagem do medidor de deslocamento positivo é que se trata da única tecnologia disponível no mercado que mede diretamente o volume do fluido que passa através do medidor. Os medidores de pressão tipo deslocamento positivo funcionam separando o fluido em incrementos medidos com precisão ao mesmo tempo em que são movimentados através do tubo medidor. Cada segmento é registrado e contado um a um.

Existem basicamente três tipos principais de medidores de deslocamento positivo utilizados na medição de gases. Os tipos mais usados pelas companhias distribuidoras de gás são o tipo diafragma, utilizado na medição doméstica e comercial de gás, e os medidores rotativos, utilizados em aplicações sob vazões e pressões mais elevadas (KAWAKITA; ESPÍRITO SANTO; TELLES, 2005).

Vantagens:

- a) Baixas vazões;
- b) Fluidos de alta viscosidade;
- c) Menor incerteza de medição;
- d) Grande faixa de medição.

Desvantagens:

- a) Exige fluidos limpos;
- b) Baixo limite de pressão diferencial;
- c) Custo alto.

Figura 8 - Medidor de vazão tipo deslocamento positivo



Fonte: Zhejiang Maide Machine Co. Ltda. (2010).

#### 4.6 MEDIDOR TIPO CORIOLIS

O princípio de medição de vazão com instrumento tipo Coriolis tem recebido cada vez mais atenção das concessionárias e das indústrias que lidam com o gás natural. A tecnologia de medição pelo princípio Coriolis é baseada num tubo reto ou curvado vibrando na sua frequência ressonante, excitado por uma bobina magnética. Quando o fluido passa através do tubo, provoca um movimento de torção. A amplitude do movimento de torção é proporcional à vazão mássica.

A utilização do medidor do tipo Coriolis na distribuição de gás natural no Brasil tem se limitado até o momento à medição nos *dispensers* de GNV nos postos de gás natural veicular (KAWAKITA; ESPÍRITO SANTO, TELLES, 2005).

Vantagens:

- a) Não possuem partes móveis;
- b) Menor incerteza de medição;
- c) Podem medir densidade e temperatura;
- d) Grande faixa de medição.

Desvantagens:

- a) Sensível à vibração da linha;
- b) Diferencial de pressão alto através do medidor;
- c) Limitado a diâmetro máximo de 12 polegadas.

Figura 9 - Medidor de vazão tipo Coriolis



Fonte: Metroval (2010)

#### 4.7 TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA DO GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO

Upp e Lanasa (2002) definem a transferência de custódia como sendo a medição de vazão com a finalidade de obter um volume sobre o qual o pagamento é cobrado/recebido quando a propriedade é transferida. A minuta da revisão para o aprimoramento da Portaria Conjunta ANP/Inmetro No 1/2000 colocada em consulta pública em 2010 define a medição de transferência de custódia como sendo a medição legal e/ou comercial do volume de petróleo ou gás natural, nos pontos de entrega e de recepção. Após ser processado, produzido e transportado por diferentes agentes, o gás natural é entregue às concessionárias estaduais no Ponto de Entrega, também chamado de City Gate. A partir deste ponto o gás passa a ser de responsabilidade de cada estado da federação. A fiscalização deste serviço público é feito, na maioria dos estados, por agências de regulação, com o objetivo de assegurar um serviço adequado. Compete às companhias estaduais de

distribuição, entregar o gás ao cliente final, seja do ramo industrial, residencial, comercial, automotivo ou de produção de energia elétrica (usinas termoelétricas).

## **CAPÍTULO 5 – SOBRE A REGULAMENTAÇÃO DA MEDIÇÃO DE GÁS CANALIZADO**

De acordo com levantamento feito pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), foram consumidos diariamente no mês de julho de 2010, aproximadamente, 48,7 milhões de metros cúbicos de gás (ABEGÁS, 2010). Ver tabela 2.

A quantificação deste volume de gás natural fornecido pelas distribuidoras aos consumidores é contabilizada por meio de instrumentos medidores de vazão instalados nos pontos de entrega, onde ocorre a transferência de custódia do vendedor para o comprador nas condições contratuais. Os instrumentos medidores são considerados como uma “caixa registradora” e a contabilização dos resultados é de interesse das distribuidoras, para recebimento; dos usuários, para pagamento; e do governo estadual e federal, para recolhimento de impostos. Erros de medição podem ter efeitos de curto e de longo prazo nos lucros, podendo comprometer tanto a distribuidora como o usuário. A medição justa é essencial a qualquer tipo de transação comercial. Por esta razão a medição dos volumes movimentados por meio da transferência de custódia deve ter o mínimo de incerteza.

A credibilidade da medição é especialmente necessária onde existe a possibilidade de conflito de interesse. A regulamentação técnica da medição assegura um comércio justo, aumenta a eficiência do negócio, mantém a confiança nas medições e reduz os custos das transações.

Este capítulo tem o objetivo de contribuir com a regulamentação técnica dos sistemas de medição do gás canalizado por parte das agências reguladoras estaduais, para possibilitar uma uniformidade na medição de gás, menor incerteza, controle metrológico de acordo com a legislação brasileira e harmonização com a regulamentação técnica de medição em vigor na área de atuação federal.

Tabela 2 - Consumo de gás – média diária

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2010 Média %	
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,45	0,47	0,51	0,49	0,47	0,46	0,48							0,48	1%
Bahíagás (BA)	3,36	3,47	3,10	3,65	3,60	3,59	3,59	3,44	3,83	3,96							3,66	9%
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	1,76	1,92	0,80	1,87	1,73	1,92	2,16							1,74	4%
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01							0,01	0%
Ceg (RJ)	6,00	8,46	5,67	4,98	7,08	6,57	5,93	7,68	7,61	7,28							6,73	16%
Ceg Rio (RJ)	4,33	8,14	3,76	3,70	4,67	4,48	3,03	4,23	6,28	5,91							4,61	11%
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	0,66	0,67	0,43	0,65	1,24	1,93	1,93							1,07	3%
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00	0%
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	11,77	12,68	12,87	12,66	12,99	13,87	13,09							12,85	30%
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	0,85	0,80	0,99	0,99	0,95	1,04	1,01							0,96	2%
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	0,97	1,00	1,02	2,54	2,34	3,04	3,12							2,00	5%
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,53	0,52	0,51	0,51	0,66	0,73	0,76							0,60	1%
Gasmig (MG)	1,74	2,40	1,50	1,69	1,99	1,89	1,84	2,45	2,60	2,84							2,18	5%
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00	0%
Migás (MT)	0,85	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01							0,00	0%
Megás (MS)	0,38	0,28	0,15	0,17	0,58	0,31	0,44	0,23	0,50	0,22							0,35	1%
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,35	0,37	0,38	0,37	0,36	0,37	0,39							0,37	1%
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,37	0,38	0,40	0,38	0,38	0,40	0,41							0,39	1%
São Paulo Sul (SP)	1,27	1,36	1,26	1,40	1,41	1,49	1,42	1,50	1,48	1,47							1,45	3%
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,53	1,64	1,72	1,75	1,77	1,80	1,82							1,72	4%
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,25	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,28							0,26	1%
Sulgás (RS)	1,75	1,74	1,31	1,30	1,33	1,38	1,43	1,48	1,57	1,53							1,43	3%
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00	0%
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>41,41</b>	<b>49,59</b>	<b>36,70</b>	<b>36,40</b>	<b>41,49</b>	<b>39,61</b>	<b>40,15</b>	<b>44,19</b>	<b>49,71</b>	<b>48,67</b>							<b>42,89</b>	<b>100%</b>

Fonte: ABEGÁS (2010).

Após ser extraído da jazida, o gás é produzido, processado e transportado até ser entregue ao distribuidor local para comercialização. Neste percurso o gás passa por diversos operadores até ser entregue ao consumidor. Da produção até o ponto de entrega (*city gate*) o gás natural é submetido à regulação federal exercida pela ANP. A regulação da distribuição do gás canalizado a partir do ponto de entrega até o consumidor é de competência dos governos dos estados (Figura 10).

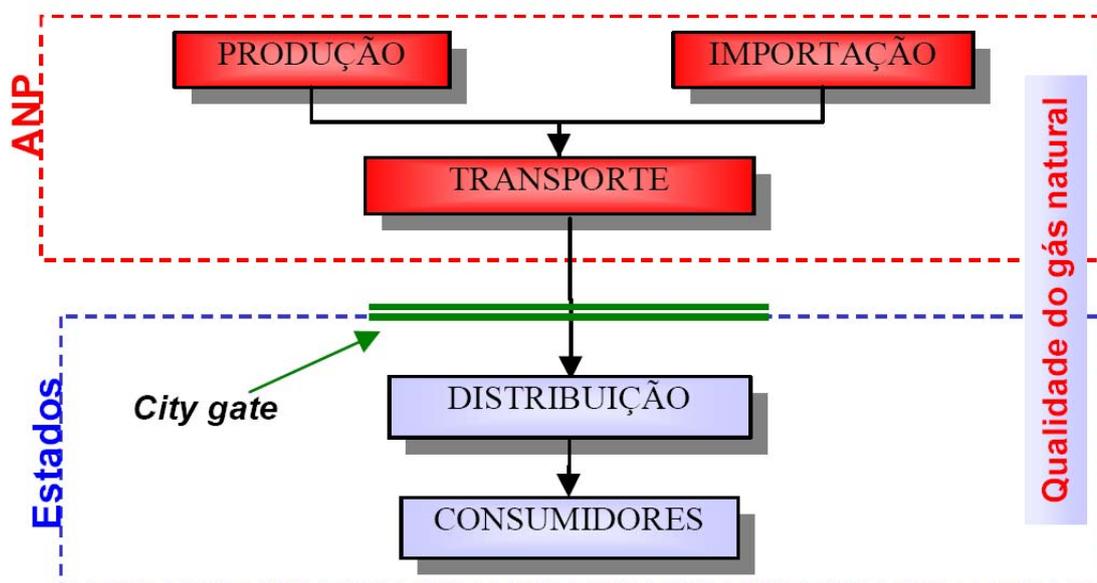
A separação da responsabilidade de atuação imposta à indústria de gás natural no Brasil foi estabelecida a partir da Constituição Federal de 1988, Art. 25, § 2º, quando determina que “cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado”. (BRASIL, 2007).

## 5.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REGULAMENTAÇÃO DA MEDIÇÃO DO GÁS NATURAL PELA UNIÃO

A exploração, produção, transporte, importação e exportação do gás natural são atividades reguladas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A ANP foi instituída através da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. É um órgão da administração federal indireta, vinculado ao Ministério de Minas e Energia (MME), submetido a regime autárquico especial. A ANP regula a

indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis através de Portarias e de Resoluções, com poder normativo e força legal.

Figura 10 – Competência regulatória no setor de gás natural



Fonte: ANP (2010).

O artigo 45 da Lei nº 9.478/97 determina o pagamento de participações governamentais referentes ao bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção da terra. Os critérios para cálculo e cobrança destas participações governamentais estão definidos no Decreto nº 2.705/98. Este decreto estabelece a necessidade da medição sistemática da produção de petróleo e gás natural como forma de contabilizar e garantir a confiabilidade das medições que servem de subsídio no cálculo das participações governamentais. A regulamentação técnica da medição de petróleo e gás natural no Brasil tem como principal objetivo garantir as melhores práticas de medição para subsidiar a ANP no cálculo das participações governamentais impostas aos concessionários. De acordo com a ANP, em 2009 foram arrecadados aproximadamente R\$ 7,9 bilhões em *royalties* e R\$ 8,4 bilhões em participações especiais.

Para garantir a exatidão destas medições, a ANP e o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO) publicaram a Portaria Conjunta nº 1, de 19 de junho de 2000 (ANEXO B), aprovando o Regulamento Técnico de Medição, que estabelece as condições e requisitos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a

garantir resultados acurados e completos. Este Regulamento tem o objetivo de estabelecer as condições mínimas que devem ser atendidas pelos sistemas de medição aplicáveis à produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural. É aplicado a todos os sistemas de medição equipados com dispositivos destinados a medir, computar e mostrar o volume de petróleo e gás natural produzidos, processados, armazenados ou transportados, e utilizados para medição fiscal, medição de produção, medição para apropriação e medição operacional. Esta Portaria Conjunta contribuiu para o crescimento da indústria, melhorou a capacitação tecnológica e a qualidade da medição e propiciou a inserção da metrologia no setor.

O Regulamento Técnico completou dez anos de implantação em 2010. De acordo com Lazari e outros autores (2008, p.10), “este Regulamento foi uma medida inovadora no processo de regulamentação que promoveu nas Instituições o desenvolvimento de suas atividades de forma alinhada e harmônica na busca de prestar um serviço de qualidade para a sociedade”.

Segundo Barateiro, Maia e Casado (2008), a Portaria Conjunta ANP/INMETRO n° 1/2000 representou um marco na história da medição no Brasil ao introduzir uma padronização de como deveriam ser os sistemas de medição de petróleo e gás natural. Este Regulamento obrigou os concessionários da produção de petróleo e gás natural a instalar sistemas de medição que garantissem resultados acurados e completos. Após vigorar por mais de dez anos, este Regulamento está exigindo uma revisão para acompanhar o desenvolvimento tecnológico do país. Esta revisão está sendo elaborada pela ANP em conjunto com o INMETRO e com a colaboração de centenas de sugestões recebidas através de consulta pública. Entre as modificações serão incluídos dispositivos que permitam um maior respaldo legal e preparação para a inclusão de novas tecnologias de medição. Como vimos anteriormente, a regulação das atividades de produção e de distribuição é exercida separadamente pela União e pelos estados conforme ordenamento constitucional.

Podemos observar na Figura 10 que o controle da qualidade do gás natural, desde a produção até ser entregue ao usuário, é uma atividade exercida unicamente pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bicombustíveis (ANP) através da Resolução n° 16, de 05 de junho de 2008. Anexo à Resolução encontra-se o Regulamento Técnico ANP n° 02/2008, contendo tabela com os limites das

características do gás natural por região do país. O Art. 2º desta Resolução determina que estejam submetidas ao Regulamento Técnico nº 02/2008 as empresas que exerçam as atividades de comercialização e transporte de gás natural no país, isto é, carregadores e transportadores, bem como as empresas distribuidoras. O Art. 4º da Resolução também informa que o Regulamento Técnico nº 02/2008 deve ser aplicado ao gás natural a ser utilizado como combustível para fins industriais, residenciais, comerciais, automotivos e de geração de energia. Com base no texto dos artigos 2º e 4º, as concessionárias estaduais de gás estão, portanto, obrigadas a cumprir as determinações deste Regulamento Federal.

## 5.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REGULAMENTAÇÃO DA MEDIÇÃO DO GÁS CANALIZADO PELOS ESTADOS

Antes de 1988, a distribuição de gás natural no Brasil era realizada pela Petrobras diretamente aos consumidores, geralmente do segmento industrial. São Paulo e Rio de Janeiro eram os únicos estados que possuíam empresas distribuidoras locais de gás natural canalizado (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008).

A promulgação da nova Constituição Federal, em 5 de outubro de 1988, possibilitou uma mudança radical na indústria de gás natural no Brasil. Na redação original do Art. 25, § 2º, a exploração dos serviços locais de gás canalizado deveria ser feita diretamente pelos estados. A Emenda Constitucional nº5, de 15 de agosto de 1995, flexibilizou esta cláusula, permitindo que a exploração do gás canalizado também pudesse ser efetuada mediante concessão. A regulação dos serviços de distribuição de gás canalizado é de competência dos estados.

Esta divisão da competência regulatória entre os estados e a União sobre a cadeia produtiva do gás natural dificulta o controle e a harmonização das ações entre a ANP e as agências estaduais de regulação. A compatibilização dos dispositivos regulatórios utilizados ao longo da cadeia do gás natural, desde a exploração da jazida até o consumidor final, é uma tarefa complexa devido a diversos fatores, incluindo um número significativo de agências estaduais de regulação, diversidade e grau de desenvolvimento de mercados nos diferentes estados da Federação. Para garantir a prestação de um serviço com a garantia de resultados acurados e completos é necessário, a exemplo do que ocorre na área de atuação federal, a implantação de regulamentação técnica da medição do gás

canalizado por parte das agências estaduais de regulação. Existe também a necessidade de harmonizar os modelos de regulamentação técnica adotados pelos estados.

Os estados criaram, a partir de 1990, agências estaduais de regulação para exercer o papel de agentes fiscalizadores e regulamentadores de diversos tipos de serviços públicos. A maioria das agências reguladoras foi constituída para atuar em segmentos múltiplos, incluindo o gás canalizado, a energia elétrica, os transportes, saneamento e outros serviços públicos. Como exemplo citamos a agência reguladora do Estado da Bahia (Quadro 2). Estados como São Paulo e Rio de Janeiro adotaram o exemplo setorial, regulando apenas as atividades de energia elétrica e gás canalizado.

Quadro 2 - Agências Estaduais de Regulação – serviços regulados

AGENCIAS ESTADUAIS DE REGULAÇÃO						
Estado	Agência	Serviços Regulados				
		Gás	Energia Elétrica	Transporte	Saneamento	Outros
ALAGOAS	ARSAL	X	X	X	X	
BAHIA	AGERBA	X	X	X		Rodovias
CEARÁ	ARCE	X	X	X	X	
ESPIRITO SANTO	ASPE	X	X			
MATO GROSSO DO SUL	AGEPAN	X	X	X	X	
MINAS GERAIS	Não tem (2)					
PARAIBA	ARPB	X	X		X	
PARANA	Não tem (2)					
PERNAMBUCO	ARPE	X	X	X	X	Loterias
RIO DE JANEIRO	AGENERSA	X	X		X	
RIO GRANDE DO NORTE	ARSEP	X	X			
RIO GRANDE DO SUL	Não tem (2)		X	X	X	Rodovias
SANTA CATARINA	AGESC	X	X	X	X	
SÃO PAULO	ARSESP	X	X		X	
SERGIPE	Não tem (2)					

**Observações:**  
1- Consideradas agencias reguladoras dos estados com mais de 100 km de rede de distribuição.  
2- Não tem agencia reguladora para serviços de gás canalizado.

Fonte: Presidência da República Federativa do Brasil (2010).

A Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transporte e Comunicações (AGERBA) foi criada através da Lei nº 7.314, de 19 de maio de 1998, com a finalidade de regular e de fiscalizar os serviços públicos

concedidos do estado da Bahia A AGERBA é uma autarquia sob regime especial, vinculada atualmente à Secretaria de Infraestrutura do Estado da Bahia (SEINFRA). A AGERBA exerce no setor público estadual o poder de regulação, controle e fiscalização dos serviços delegados. Entre os serviços públicos delegados à AGERBA estão o poder de regular a distribuição e a comercialização de gás canalizado (AGERBA, 2010).

Pesquisou-se em páginas da internet de diversas agências estaduais de regulação na internet e comprovou-se a inexistência de regulamento técnico específico estabelecendo condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição do gás natural distribuído. Entre as agências pesquisadas estão: a Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA), Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas (ARSAL), Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará (ARCE), Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina (AGESC), Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), Agência de Regulação de Pernambuco (ARPE), Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte (ARSEP) e Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA).

Agências reguladoras, entre elas a ARSAL e a AGESC, regulamentaram as condições gerais de fornecimento do gás natural. Estas condições gerais referem-se basicamente aos requisitos de qualidade que o gás natural deverá atender em consonância com a Resolução ANP nº 16/2008. As condições publicadas pela ARSAL tratam do assunto medidor em apenas um parágrafo, mencionando alguns modelos e estabelecendo limites para a margem de erro admissível por tipo de medidor.

A ARSESP e a ARCE também publicaram uma regulamentação das condições gerais de fornecimento de gás canalizado, porém com um foco diferente. Apesar de terem sido publicados respectivamente em 2001 e em 2005, estes documentos possuem praticamente a mesma redação e abrangem assuntos diversos como os direitos dos usuários, pedido de ligação, contratos, faturamento etc. Este regulamento reserva um capítulo específico sobre medição, porém não existe uma definição clara sobre as normas aplicáveis, campo de aplicação, tipos de

medidores recomendáveis, incerteza máxima da medição, intervalos recomendados de calibração e controle metrológico. A AGERBA publicou a Resolução nº 03, de 30 de março de 2006, estabelecendo as condições gerais de fornecimento de gás canalizado a distribuidores de gás natural comprimido. A Agência promete emitir uma Resolução com as condições gerais de fornecimento de gás natural específicas para os usuários residenciais. Não existe prazo definido para esta publicação.

### 5.3 OS BENEFÍCIOS DA REGULAMENTAÇÃO DA MEDIÇÃO DO GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO

O mercado de gás natural cresce em ritmo acelerado após um período de recesso em 2009. De acordo com relatório estatístico da ABEGÁS divulgado em 08 de agosto de 2010, o consumo de gás natural no Brasil encerrou o primeiro semestre de 2010 com expressivo crescimento de 16,12% em relação ao semestre anterior. O relatório também aponta que foram consumidos diariamente, em média, 49,7 milhões de metros cúbicos de gás no mês de junho, a rede de distribuição soma 18.669,3 km de extensão e há 1.799.213 clientes em todos os segmentos de atuação das distribuidoras.

Com o crescimento do consumo do gás natural aumenta a importância dos instrumentos de medição utilizados, uma vez que os medidores de vazão são as caixas registradoras para as empresas distribuidoras de gás (VENÂNCIO, 2003).

De acordo com o INMETRO (2010), a credibilidade da medição é especialmente necessária onde existe a possibilidade de conflito de interesse. A metrologia legal incluída na regulamentação técnica assegura um comércio justo, aumenta a eficiência do negócio, mantém a confiança nas medições e reduz os custos das transações.

O crescimento contínuo e sustentável do mercado de gás natural exige que o Estado cumpra seu papel de agente regulador, garantindo a prestação de um serviço adequado. O Estado exerce seu papel de agente regulador através das agências reguladoras, que fixam regulamentos específicos relacionados às suas atribuições e competências. A implantação de uma regulamentação permite firmar uma base legal que possibilite a obrigatoriedade de sua aplicação por parte das concessionárias estaduais de gás natural. Esta regulamentação deve ser

estabelecida de acordo com a legislação existente e harmonizada com a legislação federal e internacional.

O controle metrológico dos sistemas de medição de gás natural é essencial para garantir medições exatas e confiáveis dos volumes de gás. Para alcançar este objetivo devem ser usados equipamentos controlados e técnicas de medição reconhecidas, que possam assegurar um nível de incerteza compatível para as medições de transferência de custódia e que atendam aos requisitos e limites de normas e regulamentos da indústria do gás (KAWAKITA; ESPIRITO SANTO; TELLES, 2005).

A regulamentação técnica da medição do gás natural por parte dos estados, através das agências reguladoras estaduais, trará, entre outros, os seguintes benefícios:

Assegura medições justas e corretas com o conseqüente aumento da eficiência, da confiabilidade e redução de custos nas transações comerciais;

Cria respaldo legal para a operação de sistemas de transferência de custódia;

Possibilita a implantação do controle metrológico das medições;

Cria procedimentos para a execução de auditorias e solução de conflitos;

Permite aos órgãos reguladores a possibilidade de exigir periodicamente ou a qualquer momento a comprovação da exatidão da medição;

Estabelece regras específicas para adoção de novas tecnologias;

Estabelecer requisitos metrológicos para os sistemas de medição e os seus constituintes, definindo os valores limites para erros máximos e incertezas;

Garante a estabilidade e a competitividade do setor.

Os benefícios mencionados acima são uma realidade na esfera de atuação federal com a implantação do regulamento Técnico de Medição através da Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 01/2000.

Regras claras, estabilidade jurídica, competitividade, flexibilidade para incorporar novas tecnologias são fatores essenciais quando consideramos que o gás natural canalizado concorre com outras fontes alternativas de energia existentes no mercado. Frequentemente as agências reguladoras e concessionárias de gás

precisam buscar elementos para convencer os usuários a adotar esta fonte de energia e manter as existentes. Argumentos apontando o gás natural como sendo uma fonte limpa e segura de energia são importantes, porém devem ser acompanhados por comprovações de garantia de continuidade de fornecimento, qualidade, transparência, medição justa e preço competitivo.

#### 5.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REGULAMENTAÇÃO TÉCNICA DE MEDIÇÃO PARA TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA DO GÁS NATURAL CANALIZADO

A regulamentação técnica da medição para transferência de custódia do gás canalizado é essencial para dar continuidade ao crescimento do mercado de gás natural nos estados. Os investidores exigem a garantia de regras transparentes e firmes. Um dos itens fundamentais para garantir a transparência nos negócios é a regulamentação deste serviço público. Assim como ocorreu nas áreas de exploração, produção e de transporte, a regulamentação técnica da medição do gás distribuído é essencial à consolidação do desenvolvimento da indústria do gás.

Na área de responsabilidade de atuação federal, a Regulamentação Técnica da Medição foi aprovada por uma Portaria Conjunta elaborada pela ANP e pelo INMETRO (nº 1/2000). A necessidade de uma portaria conjunta é justificada pela abrangência desta regulamentação e pelas diferentes atribuições legais de cada um dos órgãos públicos envolvidos. A Lei Federal nº 9.478/97 delegou à ANP a responsabilidade de regular e fiscalizar as atividades integrantes da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis.

O Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO) é uma autarquia federal, vinculada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. O INMETRO foi criado pela Lei Federal nº 5.966, de 11 de dezembro de 1973. Dentre as competências e atribuições do INMETRO estão a de executar as políticas nacionais de metrologia e da qualidade e verificar a observância das normas técnicas e legais, no que se refere às unidades de medida, métodos de medição, medidas materializadas, instrumentos de medição e produtos pré-medidos. O Art. 3º da Lei Federal nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999, determina que o INMETRO tem competência para elaborar e expedir regulamentos técnicos.

Uma vez que o artigo 1º da Lei Federal nº 9.933 determina que todos os bens comercializados no Brasil estão sujeitos a regulamentação técnica, quais os organismos governamentais responsáveis pela Regulamentação Técnica de Medição dos serviços de gás canalizado no âmbito estadual?

Nos estados a regulação dos serviços públicos concedidos é de responsabilidade das agências estaduais, criadas para esta finalidade. Na Bahia a responsabilidade de regular e fiscalizar a concessionária de gás canalizado é da Agencia Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicação da Bahia (AGERBA). A atuação da AGERBA no gás distribuído no estado da Bahia corresponde à atuação da ANP nas áreas de produção e transporte de petróleo e gás natural, de responsabilidade da União.

Com relação à responsabilidade pela execução das atividades de controle e supervisão metrológica inserida na Regulamentação Técnica de Medição do gás canalizado, provavelmente será dividida entre o INMETRO, no que se refere à metrologia legal, e o Instituto Baiano de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (IBAMETRO), criado pela Lei Estadual nº 6.980, de 25 de julho de 1996. O Ibametro tem a finalidade de executar as políticas de competitividade industrial no âmbito na metrologia científico-industrial, normalização, qualidade industrial e proteção ao consumidor no estado da Bahia. O parágrafo único do Art. 1º desta Lei permite ao IBAMETRO celebrar convênios, contratos e ajustes com instituições públicas e privadas, nacionais, estrangeiras e internacionais.

Quadro 3 – Atribuições de regulamentação – fornecimento de gás natural para clientes industriais

Atribuições da Regulamentação da Transferencia de Custodia do Gás Natural Distribuído		
Atividade	Agerba	Inmetro/Ibametro
Regulamentação metrológica da medição		X
Regulaemntação da utilização da medição	X	
Aprovação do ponto de medição	X	
Aprovação metrológica do sistema de medição		X
Autorização de utilização do sistema de medição	X	
Aprovação de documentação do sistema de medição	X	
Inspeção de adequação e rotina dos sistemas de medição	X	
Aprovação de modelo		X
Autorização de medidores de tecnologia não regulamentada		X
Acreditação de laboratórios de calibração		X
Aumento ou redução de frequencia de calibração	X	
Aprovação de modelo de relatorios de medição	X	

Fonte: Adaptado do Regulamento Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2000)

O Quadro 3 apresenta uma proposta de atuação entre a Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia, (AGERBA), o órgão metrológico estadual, Instituto Baiano de Metrologia e Qualidade (IBAMETRO) e o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO). O INMETRO é o órgão responsável pela execução da metrologia legal em todo o território nacional.

Na área de qualidade do gás natural, a ANP tem respaldo legal para atuar em toda a cadeia produtiva do gás natural através da Resolução ANP nº 16/2008.

O Regulamento Técnico de Medição a ser elaborado pelas agências estaduais de regulação não deve ser restrito apenas a determinar a incerteza máxima e a periodicidade de calibração. Deve também incluir as normas e regulamentos a serem atendidos; o sistema de gestão de projeto, de instalação, de operação e de proteção; elementos primários de medição aprovados; periodicidade de inspeção e de análise; procedimentos de fiscalização, verificação, controle e supervisão metrológicos. Deverão ser definidos o escopo de abrangência em relação aos sistemas de medição, equipamentos, procedimentos e documentos que devem ser submetidos à aprovação das agências estaduais de regulação e do INMETRO.

Um capítulo específico deverá ser dedicado sobre as técnicas recomendadas para as medições de gás natural para transferência de custódia. Deverão ser também definidos os tipos de equipamentos necessários para efetuar a medição de vazão, as orientações de montagem, os requisitos para a definição de faixas de medição, as normas aplicáveis para os modelos de elementos primários recomendados e formas de compensar as variações de temperatura e pressão. Os procedimentos a serem seguidos em caso de ocorrência de falha dos sistemas de medição e o tipo e forma dos relatórios de medição e calibração deverão ser parte integrante do regulamento, como também os tipos de inspeção, verificações metrológicas e auditorias que serão realizados pelas agências estaduais de regulação e pelo INMETRO.

#### **5.4.1 Objetivo, campo de aplicação, normas e regulamentos**

O objetivo do Regulamento Técnico de Medição a ser adotado pelas agências estaduais de regulação é estabelecer as condições mínimas que devem ser atendidas pelos sistemas de medição dos volumes de gás canalizado fornecidos pelas concessionárias estaduais aos usuários. Este regulamento deverá ser aplicado ao projeto, instalação e operação dos sistemas destinados a medir, computar, armazenar e indicar o volume do gás natural distribuído utilizado na transferência de custódia entre as concessionárias estaduais de gás e os usuários. As normas e regulamentos a serem atendidos deverão ser listados nos itens pertinentes deste Regulamento.

Os sistemas de medição de volumes de gás natural são padronizados de acordo com normas técnicas internacionais consolidadas por organismos como:

- a) Organização Internacional de Metrologia Legal (OIML);
- b) International Organization for Standardization (ISO);
- c) American Gas Association (AGA);
- d) American Petroleum Institute (API).

Os requisitos de portarias, regulamentos técnicos federais e estaduais, normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), recomendações da OIML, normas ISO e normas pertinentes de outras instituições devem ser atendidos, nesta ordem de prioridade.

Segundo Lazari (2010), a elaboração de regulamentos técnicos metrológicos de caráter compulsório é baseada nas recomendações da OIML. O Brasil é um país membro da OIML e colabora na elaboração destas recomendações.

A OIML é o organismo internacional responsável pela padronização da linguagem da metrologia estabelecida por estas recomendações. A existência de normas e regulamentos facilita a solução de disputas no campo das transações comerciais de todos os tipos de produtos, inclusive os que têm a medição de vazão como elemento de tarifação, como os fluidos transportados em tubulações. Serve também como referência para a implantação da padronização, organização e fiscalização dos sistemas de medição de vazão (FIORLETA, 2008).

No caso dos sistemas de medição dos volumes de petróleo, seus derivados líquidos, álcool anidro e álcool hidratado carburante, o INMETRO emitiu a Portaria nº 64, de 11 de abril de 2003, com exigências metrológicas e técnicas para medições utilizadas em medição fiscal, de produção, de apropriação e de transferência de custódia sujeitas ao controle metrológico. Fixa também os requisitos para aprovação dos modelos de partes desses sistemas de medição. Esta Portaria foi elaborada considerando as Recomendações nº 105 e nº 117 da OIML.

Em 27 de março de 2003 o INMETRO colocou em Consulta Pública uma proposta de Portaria (INMETRO nº 61) para regulamentar os sistemas de medição de combustíveis gasosos, em particular o gás natural. Esta proposta de regulamento deve ser aplicada a sistemas de medição de combustíveis gasosos com vazão igual ou maior que  $100 \text{ m}^3/\text{h}$ . Aplica-se também a grandes estações localizadas na fronteira entre dois países, bem como a pequenas estações comunitárias e industriais. Estabelece as condições para que os sistemas de medição sejam aprovados e verificados. Este regulamento não deve ser aplicado aos medidores de gás tipo diafragma e sistemas de gás natural para veículos (GNV). Apesar da Portaria de Consulta Pública ter sido publicada em março de 2003, com previsão de 60 dias para sugestões e críticas, até o presente ano (2010) esta Portaria não foi publicada. Este documento é essencial para regulamentar o controle metrológico aplicável aos sistemas de medição de gás para transferência de custódia.

No Anexo A listou-se as principais normas que devem servir de referência ao regulamento técnico de medição e que devem ser atendidas na medição de volumes para transferência de custódia do gás natural.

Os requisitos estabelecidos pela regulamentação técnica federal, estadual e normas da ABNT, recomendações OIML e normas ISO, nesta ordem, devem ser prioritariamente atendidos.

As agências estaduais de regulação e o INMETRO podem exigir, em complementação às regulamentações federais e estaduais a serem aplicadas, as normas vigentes sobre o assunto.

Quando a legislação brasileira sobre determinado tema for omissa, normas e recomendações de outras instituições poderão ser utilizadas como alternativa, desde que autorizadas pela agência reguladora estadual e/ou INMETRO, no âmbito de competência de cada órgão.

As agências estaduais de regulação e o INMETRO, a qualquer tempo, poderão determinar a modificação imediata do projeto do sistema de medição, de forma a aplicar qualquer alteração ou substituição que venha a ocorrer nas normas utilizadas.

#### **5.4.2 Unidades de medição**

A Regulamentação Metrológica aprovada pela Resolução nº 11 do CONMETRO determina que toda transação de compra e venda ou de transmissão de propriedade efetuada no Brasil deverá ser baseada em unidades legais de medida, em conformidade com o Sistema Internacional de Unidades (SI).

A unidade de volume na medição de gás natural é o metro cúbico (m<sup>3</sup>), nas condições de referência de 20°C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão.

Os itens 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5, 5.4.6, 5.4.7 e 5.4.8 foram adaptados do Regulamento Técnico de Medição aprovado pela Portaria Conjunta ANP/Inmetro No 1/200 de 19 de junho de 2000.

#### **5.4.3 Critérios gerais: projeto, instalação e operação**

O Regulamento Técnico deverá conter orientação para a correta elaboração do projeto, orientação para a instalação dos instrumentos, recomendações para a operação, relação de testes e critérios de manutenção dos sistemas de medição. Estas ações visam a garantir resultados acurados e completos por parte do sistema

de medição, dentro das condições de utilização especificadas e que atendam às exigências técnicas e metrológicas pertinentes, em todas as aplicações cobertas pelo regulamento.

#### 5.4.3.1 Projeto de medição

Antes do início da execução do projeto de medição ou de sua alteração, este deverá ser enviado à agência estadual de regulação para aprovação. Para esta aprovação, a agência poderá solicitar alterações no projeto de medição.

A aprovação do projeto de medição estará condicionada ao envio dos seguintes documentos:

- a) Diagrama esquemático das instalações indicando a corrente de gás natural, incluindo a localização do ponto de medição;
- b) Memorial descritivo do sistema de medição, incluindo informações e dados sobre a arquitetura do sistema;
- c) P&IDs, PFDs e Diagramas Isométricos contendo as informações pertinentes referentes aos pontos de medição;
- d) Plano de gerenciamento de lacres e proteções para a instalação de medição.

A agência estadual de regulação poderá solicitar documentos complementares além dos que foram listados.

Os modelos dos instrumentos e sistemas de medição devem ser previamente aprovados ou autorizados pelo INMETRO, quando aplicáveis e conforme regulamento técnico metrológico. De acordo com a Resolução nº 11 do CONMETRO, os instrumentos de medir, quando forem empregados em atividades econômicas, deverão, obrigatoriamente:

- a) Corresponder ao modelo aprovado pelo INMETRO;
- b) Ser aprovados em verificação inicial;
- c) Ser verificados periodicamente.

#### 5.4.3.2 Instalação

Durante a fase de instalação de projeto de medição, para aprovação do início de operação do ponto de medição, os seguintes documentos deverão ser apresentados à agência estadual de regulação:

- a) Memorial descritivo dos sistemas de medição atualizado;
- b) Memorial de cálculo das incertezas estimadas de medição para os volumes medidos no ponto onde o sistema será instalado, destacando as incertezas previstas para as faixas limites de vazão;
- c) Documentos relativos ao controle metrológico legal realizado pelo INMETRO, referente aos sistemas de medição;
- d) Documentos relativos aos procedimentos de calibração de instrumentos de medição incorporados ao sistema de medição, caso sejam realizadas pelo agente regulado na instalação;
- e) Especificações e Folhas de Dados dos instrumentos de medição, amostradores e acessórios;
- f) Manual de operação dos sistemas de medição, contendo uma descrição dos procedimentos de medição, amostragem, análise e determinação de características, propriedades e cálculo dos volumes medidos.

Toda essa documentação deve possuir identificação do responsável pelas informações prestadas e estar sempre à disposição para análise da agência estadual de regulação.

Os sistemas de medição devem ser submetidos ao controle metrológico legal pelo INMETRO. De acordo com o Art 4º, paragrafo único da lei 9.933, de 20 de dezembro de 1999, o INMETRO poderá delegar a execução de atividades de sua competência incluindo as atribuições relacionadas com a Metrologia Legal e a Certificação Compulsória da Conformidade, dotadas de poder de polícia administrativa. Esta delegação ficará restrita a entidades públicas que reúnam os atributos necessários para esse cometimento. Este dispositivo legal abre oportunidade para convênio entre o INMETRO e os órgãos metrologicos oficiais dos

estados para execução de parte importante das atividades relacionadas aos controles metrologicos dos sistemas de medição

Antes do início de operação do ponto de medição, os sistemas de medição a serem utilizados para transferência de custódia devem ser autorizados pela agência estadual de regulação, condicionada a inspeção prévia das instalações.

#### 5.4.3.3 Operação

As principais variáveis de processo dos sistemas de medição de gás natural incluindo a vazão, temperatura e pressão, devem ser medidas, exibidas, registradas e disponibilizadas em sistemas de supervisão, de forma a permitir o acompanhamento das operações.

#### 5.4.4 Proteção dos sistemas de medição

Os sistemas de medição de gás natural estão muitas vezes instalados em áreas públicas e sem a devida proteção contra a curiosidade popular e mesmo de vandalismo. Estes equipamentos devem ser protegidos contra acesso não autorizado, de forma a evitar manipulação indevida que podem provocar danos e falhas dos instrumentos e componentes do sistema.

Devem ser instalados lacres para evitar acesso não autorizado às operações que possam danificar ou afetar o desempenho dos instrumentos e dos sistemas de medição. Para as operações realizadas por meio de programação, devem ser incluídas senhas ou outros meios para impedir o acesso não autorizado aos sistemas e programas de configuração, ajuste e calibração.

Deve ser elaborado um plano de selagem para cada sistema de medição, relacionando todos os selos instalados em instrumentos, válvulas e outros dispositivos, a função de cada selo e as operações para as quais é necessária a sua remoção.

Os selos devem ser numerados. Deve ser elaborado um registro de todos os selos utilizados, indicando a localização, a data e hora de instalação e remoção de cada um deles. O registro deve ser mantido permanentemente atualizado e

disponível na instalação de produção para inspeção pela agência estadual de regulação ou pelo INMETRO ou pelo órgão metrológico estadual.

#### 5.4.4.1 Procedimentos em casos de falhas dos sistemas de medição

Existe sempre a possibilidade de ocorrência de falha nos sistemas de medição. A regulamentação deverá incluir procedimentos a serem adotados pela concessionária local de gás distribuído com o objetivo de registrar a falha de sistema ou falha presumida. A falha pode ser detectada:

- a) Durante a operação, se o sistema apresentar problemas operacionais, fornecer resultados errôneos ou forem comprovadas regulagens ou ajustes não autorizados;
- b) Durante a calibração, se o sistema apresentar erros ou variações na calibração acima dos limites ou se os instrumentos não puderem ser calibrados.

Quando for detectada uma falha de sistema ou presumida num instrumento, o mesmo deve ser retirado de operação ou substituído.

Deverá ser elaborado um relatório técnico apontando as razões da falha, as conseqüências potenciais e as ações corretivas para continuidade do processo de medição.

A estimativa dos volumes afetados entre o momento da falha e o retorno da normalidade será realizada com base na medição da vazão no período representativo autorizado pela agência estadual de regulação.

Quando a falha for detectada durante a calibração periódica, a medição da produção afetada deverá considerar a medição do volume transferido desde a última calibração precedente, ou durante os vinte e um dias imediatamente anteriores à calibração.

No caso da medição afetada atingir dias do mês anterior, as informações da medição já consolidada não serão alteradas. Eventuais compensações serão efetuadas no mês em curso.

A agência estadual de regulação deve ser notificada, por escrito, dentro de 48 horas, da ocorrência de uma falha no sistema de medição de transferência de

custódia, assim como de quaisquer outros incidentes operacionais que vierem a causar erro na medição, ou quando houver interrupção total ou parcial da medição. A notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados e a previsão de retorno à normalidade do sistema de medição.

Esta notificação deve ser mantida permanentemente atualizada e disponível para inspeção pela agência estadual de regulação e pelo INMETRO.

Para falha de sistema, a notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados, sugerindo um período representativo para o cálculo, e a previsão de retorno à normalidade do sistema de medição. Para falha presumida, a notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados e a previsão de retorno à normalidade do sistema de medição.

As ocorrências de falha de medição, devidamente documentadas, deverão ser armazenadas.

#### **5.4.5 Medição de gás natural para transferência de custódia**

O Regulamento Técnico de Medição aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2000 determina que as medições de gás natural devam utilizar placas de orifício, turbinas ou medidores tipo ultrassônico. Gallagher (2006, p. 361) recomenda o medidor de deslocamento positivo junto com os medidores tipo turbina, ultrassônico e placa de orifício. Outros tipos de medidores podem ser utilizados se previamente autorizados pela ANP.

Os sistemas de medição para transferência de custódia de gás natural deverão ser submetidos ao controle metrológico legal após serem projetados, comercializados, instalados e calibrados para operarem dentro da incerteza na medição de vazão de volume de gás natural.

Os sistemas de medição devem ser constituídos dos seguintes equipamentos:

- a) Medidores, cujas características técnicas e metrológicas sejam compatíveis com os requisitos deste Regulamento e que atendam aos preceitos técnicos e metrológicos exigidos pelo INMETRO. O medidor deve ser instalado de tal forma que permita a retirada do medidor para calibração e verificação periódica em laboratório credenciado;

- b) Instrumento ou sistema de medição de temperatura adjunto ao medidor;
- c) Instrumento ou sistema de medição de pressão adjunto ao medidor;
- d) Computador de vazão compatível com os requisitos deste regulamento e que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos pelo INMETRO.

Os sistemas de medição de gás natural devem ser projetados de forma que:

- a) Sejam compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados;
- b) Os medidores sejam protegidos contra pressões de choque maiores que as pressões de projeto dos mesmos;
- c) Líquidos não passem pelos medidores ou se acumulem neste ou nos respectivos trechos retos;
- d) Possuam proteções contra impurezas contidas no fluido mensurado, quando aplicável.

Os sistemas de medição devem incluir dispositivos para a compensação automática das variações de pressão estática e de temperatura. A compensação deve incluir as variações do coeficiente de compressibilidade do gás decorrentes das variações de pressão e temperatura.

Os medidores, dispositivos adicionais ou auxiliares e os instrumentos de medição associados devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com as características metrológicas especificadas neste Regulamento.

Quando estes requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.

A instalação e utilização do sistema de medição de gás natural devem atender às orientações dos documentos cujas referências estão relacionadas no Anexo A, ou outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pelo INMETRO e agência estadual de regulação.

As variações na composição do gás natural, registradas durante as análises periódicas, devem ser compensadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subseqüentes.

Não podem ser instalados contornos (*by-pass*) nos sistemas de medição para transferência de custódia. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos.

Quando as condições operacionais exigirem e a agência estadual de regulação/INMETRO autorizarem, contornos poderão ser instalados, desde que possuam monitoração de vazamentos e registro de abertura ou lacre de válvulas previamente aprovados pela agência estadual de regulação e pelo INMETRO.

As válvulas associadas devem ter a estanqueidade verificada e certificada através de inspeções.

Os sistemas de medição para transferência de custódia de gás natural, cujo valor total mensurado em um dia seja inferior a 10 000 m<sup>3</sup>, podem prescindir dos dispositivos de correção automática de pressão e temperatura, devendo ser registradas a pressão e a temperatura utilizadas no cálculo do volume total junto com a temperatura média do gás no período, determinada pela média de no mínimo três leituras diárias.

#### **5.4.6 Amostragem de gás**

A Resolução ANP nº 16, de 18 de junho de 2008, estabelece o Regulamento Técnico para a determinação da especificação do gás natural a ser comercializado em todo o território nacional. Todas as empresas que exerçam as atividades de comercialização e transporte de gás natural no país, incluindo as empresas distribuidoras, deverão observar o disposto no Regulamento Técnico. Esta Resolução aplica-se ao gás natural a ser utilizado como combustível para fins industriais, residenciais, comerciais, automotivos e de geração de energia.

#### 5.4.6 Calibrações e inspeções

A calibração é um conjunto de operação que estabelece, sob condições especificadas, a relação entre os valores indicados por um instrumento de medição e os valores correspondentes estabelecidos por padrões (VIM).

Todos os instrumentos de medição devem atender aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo INMETRO, sendo as calibrações e inspeções requeridas neste Regulamento executadas por conta e risco do agente regulado.

Barateiro, Maia e Casado (2008) relacionam os seguintes benefícios oriundos da calibração de um instrumento:

- a) Garantia da rastreabilidade;
- b) Confiabilidade nos resultados medidos;
- c) Correção dos resultados;
- d) Seleção adequada do instrumento ou sistema de medição em função do uso (redução de custos).

Os instrumentos de medição e dispositivos adicionais auxiliares incorporados ao sistema de medição de gás natural devem ser calibrados por técnico responsável de uma sociedade empresária/simples acreditada/autorizada junto ao INMETRO e/ou agência estadual de regulação.

A calibração, o controle metrológico, a inspeção de instrumentos ou de sistemas de medição não deverão exceder a periodicidade apresentada no Quadro 4.

O Regulamento Técnico de Medição aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2000 determina que:

Os sistemas de medição fiscal de gás devem ser projetados, calibrados e operados de forma que a incerteza de medição seja inferior a 1,5%;

Os medidores de gás devem ser calibrados segundo os critérios da norma NBR ISO 10012-1, com intervalo inicial entre calibrações sucessivas não superiores a 60 dias para medidores fiscais;

As placas de orifício utilizadas na medição fiscal de gás natural devem ser inspecionadas anualmente para verificar se estão dentro das tolerâncias dimensionais, conforme normas aplicáveis. Os trechos de medição, das medições fiscais, devem ser inspecionados, interna e externamente, a cada três anos, para determinação das dimensões dos tubos e da rugosidade interna dos mesmos, que devem estar dentro dos limites estabelecidos pelas normas aplicáveis.

A revisão da Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2000 deve ampliar os intervalos entre calibrações e incluir intervalos de calibrações específicos para medidores, instrumentos secundários e equipamentos específicos utilizados na transferência de custódia. Recomendamos que as agências estaduais de regulação adotem inicialmente estes mesmos intervalos.

Quadro 4 – Periodicidade de calibração/inspeção

Instrumento	Periodo
Placa de Orifício (inspeção)	12 meses*
Trecho reto (inspeção)	3 anos
Medidor de vazão tipo Turbina/Deslocamento positivo	3 meses*
Medidor de vazão tipo Coriolis/Ultra-sônico	12 meses*
Transmissores de Temperatura e Pressão	6 meses*
Analisadores	6 meses*

Fonte: Lazari (2008).

Nota: \* Período extensível até o dobro do inicial ou redutível em função de autorização ANP/Inmetro baseado no histórico de calibrações.

Intervalos maiores podem ser aprovados pela agência estadual de regulação e pelo INMETRO, conforme histórico que demonstre a estabilidade dos resultados. O INMETRO e/ou a agência estadual de regulação podem também determinar a redução do intervalo de inspeção, baseado na análise dos resultados de inspeções realizadas após a ampliação do intervalo.

Segundo Barateiro, Maia e Casado (2008), o período de calibração dos instrumentos deve ser determinado através da observação de condições de operação anormais (sobrecargas), e é um dos itens mais críticos para a garantia do desempenho desse equipamento. A periodicidade de calibração de um instrumento relacionada a/ao:

- a) Condições de utilização;
- b) Características dos instrumentos;
- c) Recomendações (normas, fabricantes, especialistas);
- d) Histórico de calibrações;
- e) Variações das incertezas encontradas;
- f) Informações sobre a condição metrológica momentânea do instrumento.

Os medidores em operação devem ser calibrados por laboratório acreditado pelo INMETRO, por laboratório acreditado por organismo membro do ILAC ou pelo agente regulado.

Os medidores em operação devem ser calibrados utilizando medida materializada de volume, padrão de trabalho ou padrão de referência calibrado por laboratório acreditado pelo INMETRO ou membros do ILAC.

Os medidores de gás tipo turbina e ultrassônico devem ser calibrados com uma vazão próxima à vazão usual de operação, aceitando-se um desvio de  $\pm 10\%$ .

Os instrumentos de medição utilizados para a compensação automática da variação de temperatura e pressão devem atender às normas aplicáveis e possuírem certificado de verificação emitido pelo INMETRO, devendo a exatidão das medições realizadas por este estar dentro dos limites estabelecidos nas legislações específicas, de forma a assegurar que o sistema de medição atenda ao especificado neste Regulamento.

Nos sistemas de medição com placas de orifício, os instrumentos de pressão diferencial, pressão e temperatura de fluxo devem atender às normas aplicáveis e possuírem certificado de verificação emitido pelo INMETRO, quando aplicável. A exatidão das medições realizadas por estes instrumentos deve estar dentro dos limites estabelecidos em normas aplicáveis, de forma a assegurar que o sistema de medição atenda ao especificado neste Regulamento.

As placas de orifício, utilizadas na medição para transferência de custódia de gás natural, devem ser inspecionadas com periodicidade igual ou inferior ao determinado na Tabela 6, para verificar se atendem aos requisitos dimensionais

conforme estabelecido em normas aplicáveis. Quando da calibração do transmissor de pressão diferencial e instrumentos de medição associados, a placa de orifício deverá ser inspecionada visualmente para identificar a presença de condensado ou sólidos em sua superfície. Caso sejam verificados danos físicos na placa, esta deverá ser substituída.

Os trechos retos das tubulações adjuntos à placa de orifício, utilizadas nas medições para transferência de custódia de gás natural, devem ser inspecionados, interna e externamente, para verificar se atendem aos requisitos dimensionais estabelecidos pelas normas aplicáveis. Caso sejam verificados danos ou quaisquer outras anormalidades, ações deverão ser tomadas para a correção da não conformidade.

Documentos comprobatórios dessas inspeções devem ser disponibilizados para a agência estadual de regulação e/ou INMETRO quando solicitados.

#### **5.4.7 Relatórios**

Todas as medições, análises e cálculos efetuados para a determinação da transferência de custódia devem ser registrados em relatórios.

O modelo dos relatórios da medição para transferência de custódia deve ser apresentado para aprovação da agência reguladora estadual. No caso de relatórios elaborados por meios eletrônicos, devem conter todas as fórmulas de cálculo utilizadas.

Os relatórios de medição para transferência de custódia devem incluir, pelo menos:

- a) Nome do concessionário;
- b) Identificação da instalação;
- c) Data e hora de elaboração do relatório;
- d) Período da movimentação do fluido;
- e) Identificação dos pontos de medição;
- f) Valores registrados (parciais, totais, temperaturas, pressões);
- g) Volumes da movimentação;

- h) Fatores de Calibração dos medidores;
- i) Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior;
- j) Identificação dos instrumentos de medição associados, dispositivos auxiliares e adicionais, equipamentos e sistemas de medição.

Os documentos que apresentam os resultados das análises de laboratório e os fatores de correção, com os parâmetros e métodos empregados para a sua determinação, devem estar à disposição para exame pela agência estadual de regulação e pelo INMETRO.

Devem ser emitidos relatórios de calibração de todos os instrumentos utilizados nos sistemas de medição. Os relatórios devem ser elaborados imediatamente após a calibração e devem incluir informações para verificar a rastreabilidade ao INMETRO.

Os relatórios de medição, teste e calibração devem ser arquivados por cinco anos, estando à disposição para exame pela agência reguladora estadual e pelo INMETRO.

Barateiro, Maia e Casado (2008) recomendam manter atualizado arquivo contendo, no mínimo, os seguintes documentos:

- a) Documentos Gerais;
- b) Fluxograma simplificado do sistema de medição;
- c) Sistemática com o método para obtenção do balanço de produção;
- d) Memorial descritivo dos sistemas de medição;
- e) Arquitetura de Automação;
- f) Manual de Operação do Sistema;
- g) Controle dos lacres;
- h) Folhas de dados de cada um dos instrumentos do sistema de medição, incluindo transmissores de pressão estática, diferencial, temperatura, termoresistências, amostradores, medidores de vazão, placas de orifício, porta-placa, retificadores e trechos retos.

Para cada sistema de medição de transferência de gás natural deverão ser arquivados:

- a) Análises cromatográficas do gás consideradas no ponto;
- b) Certificados de calibração de todos os instrumentos do sistema de medição, incluindo transmissores de pressão estática, diferencial, temperatura, termoresistências e medidores de vazão ultrassônicos, turbinas ou mássicos, sempre que utilizados;
- c) Certificados de inspeção dimensional das placas de orifício, portas-placa, retificadores e trechos retos;
- d) Memoriais de dimensionamento das placas de orifício e trechos retos;
- e) Memoriais da avaliação da incerteza;
- f) Relatórios de configuração e parametrização do computador de vazão e demais instrumentos.

#### **5.4.8 Fiscalizações, verificações e supervisões metrológicas**

A Concessionária dará livre acesso, para a agência estadual de regulação e o INMETRO, a qualquer tempo, às instalações de gás natural para auditoria, inspeção dos sistemas de medição ou verificação das operações e dos relatórios de medição.

As inspeções, verificações e/ou auditorias podem incluir, mas não se limitam a:

- a) Verificar se os sistemas de medição estão instalados conforme normas e regulamentos aplicáveis e conforme as recomendações dos fabricantes;
- b) Verificar a parametrização dos dispositivos de conversão (computadores de vazão);
- c) Inspecionar o estado de conservação dos sistemas e dos instrumentos de medição;
- d) Verificar a existência dos selos e as respectivas planilhas de controle;

- e) Acompanhamento dos procedimentos operacionais de calibração de sistemas e instrumentos;
- f) Acompanhamento dos procedimentos de operações de medição;
- g) Verificação dos cálculos dos volumes;
- h) Acompanhamento dos procedimentos de amostragem e análise de laboratório;
- i) Verificação dos relatórios de medição, teste e calibração;
- j) Solicitar a portaria de aprovação de modelo de cada item;
- k) Solicitar certificado de verificação.

Todos os instrumentos, equipamentos e pessoal de apoio necessários para o acompanhamento das auditorias, verificações e/ou inspeções devem ser providos pelo concessionário, sem ônus para a agência estadual de regulação e para o INMETRO.

Quando a agência estadual de regulação ou o INMETRO solicitarem a realização de inspeções, verificações e/ou auditorias que impliquem em operações não rotineiras, o concessionário deve providenciar a realização das mesmas dentro de dois dias úteis da solicitação. Quando estas ações incluírem o acompanhamento de operações programadas, tais como calibração de sistemas de medição, a agência reguladora estadual e/ou o INMETRO indicarão a sua intenção de inspecionar, verificar e/ou auditar tais operações. O concessionário confirmará a data e hora de realização das operações com, pelo menos, sete dias de antecedência. A agência reguladora estadual e o INMETRO, no âmbito de competência de cada órgão, poderão solicitar, a qualquer tempo, cópias dos documentos necessários à auditoria, verificação e/ou inspeção.

## CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO

Nesta dissertação discutiu-se a necessidade de regulamentar a medição do gás canalizado pelas agências estaduais de regulação. Mostrou-se que a Constituição Federal dividiu a responsabilidade de regular o fluxo de gás natural desde a jazida até o consumidor final entre a União e os Estados. A União é responsável pela regulação da jazida até o ponto onde o transportador entrega o gás ao distribuidor local. Daí até o consumidor a obrigação é das concessionárias estaduais de gás canalizado. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é responsável pela regulamentação da produção, processamento e transporte do gás natural. As agências estaduais de regulação são as responsáveis pela regulamentação da distribuição do gás canalizado. O marco regulatório das indústrias do petróleo e gás natural é a Lei nº 9.478/97. O governo federal publicou, em 04 de agosto de 1998, o Decreto nº 2.705, que “define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural” (BRASIL, 1997). Neste mesmo decreto o governo obriga as empresas a exercer as atividades de produção de petróleo e gás natural mediante concessão ao pagamento de participações governamentais.

Com base neste decreto, a ANP publicou em conjunto com o Instituto Nacional de Metrologia e Qualidade (INMETRO) a Portaria Conjunta nº 1, de 19 de junho de 2000, aprovando o Regulamento Técnico de Medição. Este Regulamento tem a finalidade estabelecer as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos. Para atender a estes requisitos os órgãos metrológicos oficiais, produtores, fabricantes e laboratórios tiveram que fazer investimentos consideráveis em recursos materiais e capacitação de recursos humanos.

Esta dissertação mostrou que os governos estaduais, através das suas agências reguladoras, até o presente momento não publicaram regulamentos técnicos específicos para a medição de gás canalizado. Sendo assim, as concessionárias assumem total responsabilidade pela implantação e operação dos sistemas de medição e pelo controle metrológico.

No decorrer dos capítulos foi possível analisar as vantagens que a regulamentação técnica de medição traz para fornecedores e consumidores. O comércio globalizado exige a adoção de legislação normativa nacional e internacional a fim de garantir a rastreabilidade do que foi mensurado dentro de uma conotação metrológica. Mostrou-se também que o controle metrológico dos sistemas de medição de gás natural é essencial para garantir medições exatas e confiáveis dos volumes de gás. A regulamentação traz ainda outros benefícios, como o aumento da qualidade e da confiabilidade nos processos de medição.

Ao longo do Capítulo 3 foi apresentada uma proposta de regulamento técnico de medição a ser adotada pelas agências estaduais de regulação. Enfatizou-se a necessidade de estabelecer inicialmente objetivos e campo de aplicação. É essencial que os sistemas de medição devam ser projetados, instalados, operados testados e mantidos em condições adequadas de funcionamento para efetuar a medição, dentro das condições de utilização, atendendo às exigências técnicas e metrológicas pertinentes, em todas as aplicações cobertas pelo regulamento. O regulamento técnico deve abranger não apenas os instrumentos de medição. Deve incluir também orientação quanto à instalação, operação e segurança. Devem ser definidos intervalos máximos de calibração. A qualidade do gás mereceu capítulo à parte. Nele foram analisadas as características físicas e químicas do gás natural e sua influência na medição por meio da determinação do poder calorífico. O poder calorífico, juntamente com o volume, determina o valor da tarifa a ser cobrada.

Esta dissertação cumpre o seu papel de colaboração com a sociedade ao incentivar a implantação de regulamento técnico por parte das agências reguladoras. A necessidade de medidas acuradas e completas é óbvia. A aplicação desta regulamentação é benéfica para fornecedores, para consumidores e para os estados.

A credibilidade da medição é, portanto, especialmente necessária onde quer que exista conflito de interesse, ou onde quer que medições incorretas levem a riscos indesejáveis aos indivíduos ou à sociedade.

A implantação do Regulamento Técnico de Medição pela ANP trouxe um enorme benefício para todos os agentes envolvidos na exploração, produção e transporte de gás natural. O mesmo pode acontecer no âmbito estadual.

A implantação de um regulamento técnico de medição do gás natural canalizado é uma medida indispensável para as agências estaduais de regulação cumprirem sua função de fiscalizar os serviços de distribuição de gás natural junto às concessionárias estaduais.

O regulamento técnico de medição trará benefícios para os consumidores finais e para as empresas concessionárias na medida em que o controle metrológico dos sistemas de medição reduz a incerteza e aumenta a confiabilidade dos resultados.

Os sistemas de medição de vazão instalados nos gasodutos de distribuição são as “caixas registradoras” das companhias distribuidoras de gás.

A cooperação entre os órgãos metrológicos estaduais e o INMETRO, e a cooperação entre as agências estaduais de regulação e a ANP, será de fundamental importância para o sucesso dos futuros regulamentos técnicos a serem implantados na esfera estadual.

Diante dos fatos expostos, está comprovado que a regulamentação da medição do gás canalizado possibilita o aumento da precisão, da qualidade e da confiabilidade dos sistemas de medição.

## REFERÊNCIAS

ABEGÁS - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. **Estatísticas**. Disponível em: <[http://www.abegas.org.br/imp\\_volume.ph](http://www.abegas.org.br/imp_volume.ph)>. Acesso em: 28 ago. 2010.

AGERBA - AGÊNCIA ESTADUAL DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA, TRANSPORTES E COMUNICAÇÕES DA BAHIA. **Portal AGERBA, Institucional – Atividades, Energia – Gás Natural**. 2010. Disponível em: <<http://www.agerba.ba.gov.br/energiaGasNatural.htm>>. Acesso em: 24 ago. 2010.

\_\_\_\_\_. **Contrato de Regulamentação da Concessão para Exploração Industrial, Comercial, Institucional e Residencial dos Serviços de Gás Canalizado no Estado da Bahia...** Salvador, 1993. Disponível em: <<http://www.agerba.ba.gov.br/arquivosDiversos/ContratoConcessaoBahiaGas.pdf>>. Acesso em: 24 ago. 2010.

AGESC - AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE SANTA CATARINA. **Portaria Nº 03, de 18 de fevereiro de 2010, estabelece as disposições e os requisitos básicos relativos à garantia da qualidade na prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado**. Disponível em: <<http://www.agesc.sc.gov.br>>. Acesso em: 24 ago. 2010.

AGUILERA, F. J.; HERNANDEZ, N. C. Por que calibrar seu instrumento em um laboratório acreditado? **Revista Intech**, São Paulo, n. 110, 2008.

AGUILERA, F. J.; HERNANDEZ, N. C. Legislação e rastreabilidade na medição de vazão de etanol. Recife. In: ENCONTRO DE NEGÓCIOS METROVAL NORDESTE, 1., **Anais...** 2010.

ALAGOAS. Governo do Estado. **Normas Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado no Estado de Alagoas. Decreto nº 1.224, de 05 de maio de 2003**. Primeira revisão. Maceió: ARSAL, 2004.

ALMEIDA, F. P. Etapa distribuição de gás. In: WORKSHOP: PROCESSOS DA CADEIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL, 2009, Brasília. **Anais...** Brasília: ABRACE, 2009.

ANICETO, L. A.; BARROS, A. R. F.; GERTRUDES, E. **Os impactos dos desvios na custódia do gás natural**. Disponível em: <<http://www.banasmaetrologia.com.br/textos>>. Acesso em: 6 ago. 2010.

BAHIA. Decreto nº 4.401, de 12 de março de 1991. Concede à BAHIAGÁS direitos para explorar os serviços de distribuição de gás canalizado no estado da Bahia. **Diário Oficial do Estado**, Poder Executivo, Salvador, 13 mar. 2001.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 7.426, de 31 de agosto de 1998. Aprova o Regimento da Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia. **Diário Oficial do Estado**, Poder Executivo, Salvador, 01 set. 1998.

\_\_\_\_\_. Lei nº 7.314, de 19 de maio de 1998. Dispõe sobre a criação da Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia - AGERBA e dá outras providências. **Diário Oficial do Estado**. Poder Executivo, Salvador, 20 maio 1998.

BARATEIRO, C. E. R.; MAIA, A. H. S; CASADO, M. L. C; Melhorando o desempenho dos sistemas de medição. **Revista Intech**, São Paulo, n. 110, p. 30-39, 2008.

BARATEIRO, C. E. R; RODRIGUEZ, J. L. R. Medição fiscal: despesa ou investimento. Congresso Rio Oil & Gas, 2008, Rio de Janeiro.

BRASIL. Constituição (1998). **Constituição da República Federativa do Brasil - Texto consolidado até a Emenda Constitucional nº 56, de 20 de dezembro de 2007**. Brasília, DF: Senado Federal, 2007.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998. Implanta a Agência Nacional do Petróleo - ANP, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. **Diário Oficial [da República Federativa do Brasil]**, Brasília, 15 jan. 1998. p. 1.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998, define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. **Diário Oficial [da República Federativa do Brasil]**, Brasília, 4 ago. 1998. p. 1.

\_\_\_\_\_. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial [da República Federativa do Brasil]**, Brasília, 7 ago. 1997. p. 16.

\_\_\_\_\_. Lei nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999. Dispõe sobre as competências do CONMETRO e do INMETRO, institui a Taxa de Serviços Metrológicos, e dá outras providências. **Diário Oficial [da República Federativa do Brasil]**, Brasília, 21 dez. 1999.

\_\_\_\_\_. Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 19 de junho de 2000. Dispõe sobre a medição de petróleo e gás natural. **Diário Oficial [da República Federativa do Brasil]**, Brasília, 20 jun. 2000.

\_\_\_\_\_. Resolução ANP nº 16, de 2008. **Diário Oficial [da República Federativa do Brasil]**, Brasília, 18 jun. 2008.

\_\_\_\_\_. Agência Nacional do Petróleo – ANP; Instituto Nacional de Metrologia e Qualidade - INMETRO. **Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 19 de junho de 2000. Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de**

**medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/legislação>>. Acesso em: 14 ago. 2010.

\_\_\_\_\_. Instituto Nacional de Metrologia e Qualidade – INMETRO. **Portaria INMETRO nº 64, de 11 de abril de 2003. Aprova o Regulamento Técnico de Metrológico que estabelece os requisitos técnicos e metrológicos aplicáveis aos sistemas de medição equipados com medidores de fluido, utilizados na medição de petróleo, seus derivados líquidos, álcool anidro e álcool hidratado carburante.** Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br>>. Acesso em: 12 ago. 2010.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica 033/2002-SCG. Panorama da indústria de gás natural no Brasil: aspectos regulatórios e desafios.** 2002. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/legislação>>. Acesso em: 21 ago. 2010.

\_\_\_\_\_. **VIM - Vocabulário internacional de termos fundamentais e gerais de metrologia = International Vocabulary of Basic and General Terms in Metrology.** Disponível em: <[www.inmetro.gov.br](http://www.inmetro.gov.br)>. Acesso em: 5 jul. 2010.

\_\_\_\_\_. Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – CONMETRO. **Resolução nº 11, de 12 de outubro de 1988, aprova a Regulamentação Metrológica.** 1988. Disponível em: <[www.inmetro.gov.br/metlegal/resolucao11.asp](http://www.inmetro.gov.br/metlegal/resolucao11.asp)>. Acesso em: 21 ago. 2010.

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**, n. 39, jun. 2010.

CEGÁS – COMPANHIA DE GÁS DO CEARÁ. **Composição de Preços.** Disponível em: <<http://www.cegas.com.br/index.php>>. Acesso em: 28 ago. 2010.

CONHEÇA as regras do pagamento de royalties do petróleo. 2010. Disponível em: <<http://www.abril.com.br/noticias/Brasil>>. Acesso em: 7 ago. 2010.

DATTA-BARUA, L. **Natural gas measurement and control: a guide for operators and engineers.** New York: McGraw-Hill, 1992. 205 p.

EMERSON/DANIEL. **[Portal]**. 2010. Disponível em: <<http://www2.emersonprocess.com/en-US/brands/daniel/Flow/ultrasonics/Pages/Ultrasonic-Series-3400.aspx>>. Acesso em: 24 ago. 2010.

FIORLETA, P. Medição de vazão! O que aconteceu nos últimos 10 anos? **Revista Intech**, São Paulo, n. 110, 2008.

GALLAGHER, J. E. **Natural gas measurement handbook.** Houston: Gulf Publishing Company, 2006. 468p.

GÁSMIG - COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS. **[Portal]**. 2010. Disponível em: <<http://www.gasmig.com.br>>. Acesso em: 24 ago. 2010.

GASMIG – O gás natural em Minas Gerais. 2004. Disponível em: <<http://www.gasmig.com.br>>. Acesso em: 24 ago. 2010.

KAWAKITA, K.; ESPIRITO SANTO, G.; TELLES, R. S. A metrologia da vazão de gás natural no Brasil. **Metrologia e Instrumentação**, São Paulo, n. 35, 2005.

LANDIM, R. Criar mercado para o gás natural. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 9 jul. 2010.

LAZARI, R. F. **Controle metrológico na transferência de custódia**. 2005. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/producaointelectual>>. Acesso em: 6 ago. 2010.

LAZARI, R. F. et al. Visão sobre a nova minuta da portaria ANP/Inmetro nº 01/2000. **Revista Intech**, n. 109, p. 10-15, 2008.

LAZARI, R. F.; QUELHAS, O. L. G.; VALLE, S. C. P. Regulamentação metrológica: novos desafios e perspectivas. In: METERING LATIN AMERICA. 2004. Rio de Janeiro. **Anais...** . Rio de Janeiro, 2004.

MADEIRA, A. C. F. **Avaliação da tecnologia de adsorção “PSA” para a remoção de nitrogênio do gás natural**. 2008. Dissertação (Mestrado), Escola de Química – UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

MAGNANO, J. C. **A atividade de regulação e a indústria de gás natural: desafios da Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Concedidos da Bahia – AGERBA**. 2004. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) Universidade Salvador – Unifacs. Salvador, 2004.

METROVAL – Controle de Fluidos Ltda. **[Portal]**. 2010. Disponível em: <<http://metroval.com.br>>. Acesso em: 24 ago. 2010.

OIML - ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DE METROLOGIA LEGAL. **[Portal]**. 2010. Disponível em: <[http://www.normalizacao.cni.org.br/metrologia\\_oiml.htm](http://www.normalizacao.cni.org.br/metrologia_oiml.htm)>. Acesso em: 24 ago. 2010.

PEREIRA, L. J. R. **Caracterização de misturas de gás natural empregadas como padrões no mercado brasileiro**. 2006. 126 p. Dissertação (Mestrado – Gestão pela Qualidade Total)- Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2006.

PRATES, J. P. Palestra de Abertura. In: Convenção ABEGÁS, 1., 2008. Florianópolis. **Anais...** Florianópolis, 2008.

SERGIPE GÁS S.A. - SERGÁS. **[Portal]**. 2010. Disponível em: <<http://www.sergipegas.com.br>>. Acesso em: 13 ago. 2010.

SILVA FILHO, J. A. P. Principais desafios na medição de vazão de petróleo e gás natural nos campos do pré-sal e de óleos pesados. **Revista Intech**, São Paulo, n. 112, p. 32-39, 2009.

SILVA FILHO, J. A. P. et al. Importância da avaliação das incertezas na medição dos volumes de petróleo e gás natural. **Produto & Produção**, v. 11, n. 1, p. 99-112, fev. 2010.

TAIRA, N. M. Desafios da macromedição para garantir a confiabilidade dos índices de perdas. In: ENCONTRO TÉCNICO DA BAIXADA SANTISTA, 1., 2009. Santos. **Anais...** Santos, 2009.

TINOCO, E. A regulação federal do gás natural no Brasil. In: SEMINÁRIO DE INTEGRAÇÃO DE MERCADOS DE GÁS NATURAL NA AMERICA DO SUL. 2000. Brasília **Anais...** Brasília, 2000.

UPP, E. L. ; LANASA, P. J. **Fluid flow measurement: a practical guide to accurate flow measurement**. Houston: Gulf Publishing Company, 2002. 178 p.

VAZ, C. E. M.; MAIA, J. L. P.; SANTOS, W. G. **Tecnologia industrial do gás natural**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2008.

VENÂNCIO, J. **O poder da normalização e regulamentação no aumento da confiabilidade das medições de gás natural**. 2003. Disponível em: <[http://www.workoutenergy.com.br/publicacao\\_vencontro/.../jvenancio1.doc](http://www.workoutenergy.com.br/publicacao_vencontro/.../jvenancio1.doc)>. Acesso em: 7 ago. 2010.

VILLALBA, E. T. **Regulação de serviços públicos: a atuação da AGERBA no gás canalizado**. 2007. Dissertação (Mestrado em Administração da Escola de Administração) Universidade Federal da Bahia – Ufba. Salvador, 2007.

ZHEJIANG - Maide Machine Co. Ltda. **[Portal]**. 2010. Disponível em: <<http://boxuanlee.en.made-in-china.com>>. Acesso em: 24 ago. 2010.

## GLOSSÁRIO

**CALIBRAÇÃO** – Conjunto de operações que estabelece, numa primeira etapa e sob condições especificadas, uma relação entre os valores e as incertezas de medição fornecidas por padrões e as indicações correspondentes com as incertezas associadas; numa segunda etapa, utiliza esta informação para estabelecer uma relação visando a obtenção de um resultado de medição a partir de uma indicação.

**CARREGADOR** – Empresa ou consórcio de empresas usuário do serviço de transporte e que detém a propriedade dos produtos transportados.

**CERTIFICADO DE VERIFICAÇÃO** – documento certificando que a verificação de um instrumento de medição foi realizada com resultado satisfatório.

**CLASSE DE EXATIDÃO** – Classe de instrumentos de medição que satisfazem a certas exigências metrológicas destinadas a conservar os erros dentro dos limites especificados (INMETRO, 2010).

**CONCESSÃO** – Delegação de direito de exploração de serviços públicos de distribuição de gás canalizado nos estados, por prazo determinado, outorgado pelo poder concedente.

**COMPUTADOR DE VAZÃO** – dispositivo eletrônico capaz de receber sinal de um medidor de vazão, de uma medição efetuada em determinadas condições de escoamento, e efetuar os cálculos necessários para que este valor de vazão seja convertido à condição padrão de medição.

**CONCESSIONÁRIA** – Pessoa jurídica detentora de concessão, que explora, por sua conta e risco, os serviços públicos de distribuição de gás canalizado.

**CONDIÇÕES PADRÃO DE MEDIÇÃO OU CONDIÇÕES DE BASE** – Condições especificadas de temperatura (20° C) e pressão (0,101325 MPa) para as quais o volume mensurado do líquido ou do gás é convertido.

**CONDIÇÃO DE MEDIÇÃO** – Condição do fluido na qual o volume está para ser mensurado, num ponto de medição (exemplo: temperatura e pressão do fluido mensurado).

**CONDIÇÃO DE REFERÊNCIA** – Condições de uso prescritas para ensaio de desempenho de um instrumento de medição ou para intercomparação de resultados de medições. Condição de funcionamento prescrita para avaliar o desempenho de

um instrumento de medição ou de um sistema de medição, ou para comparar os resultados de medição. As condições de referência especificam os intervalos de valores do mensurando e das grandezas de influência.

**CONDIÇÃO DE UTILIZAÇÃO** – Condição de uso para as quais as características metrológicas especificadas de um instrumento de medição mantêm-se dentro de limites especificados.

**CONDIÇÃO USUAL DE OPERAÇÃO** – Condições de temperatura, pressão e propriedades (massa específica e/ou densidade e viscosidade) médias do fluido medido, avaliadas no período desde a última calibração do sistema de medição.

**CONTROLE METROLÓGICO LEGAL** – Conjunto de atividades de metrologia legal visando a garantia metrológica, que compreende o controle legal dos instrumentos de medição, a supervisão metrológica e a perícia metrológica.

**DISTRIBUIÇÃO** – Atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis.

**DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO** – Serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

**ERRO** – Diferença do valor quantidade obtido por medição e o valor verdadeiro do mensurando.

**ESTAÇÕES DE MEDIÇÃO (EM)** – Estações onde somente são realizadas medições de volume de gás para fornecimento ao usuário.

**ESTAÇÃO DE REDUÇÃO DE PRESSÃO (ERP)** – Estação de redução de pressão do sistema de distribuição, que tem por finalidade controlar a pressão do gás, de modo contínuo.

**ESTAÇÃO DE REGULAGEM DE PRESSÃO E MEDIÇÃO (ERPM)** – Conjunto de equipamentos instalados pela concessionária nas dependências da unidade usuária destinado a regulagem de pressão e a medição do volume de gás fornecido.

ESTAÇÃO DE ENTREGA DO SUPRIDOR (City Gate) – Conjunto de equipamentos e instalações onde é feita a transferência de propriedade do gás do supridor à concessionária, que tem por finalidade regular a pressão e temperatura de entrega do gás, assim como medir e registrar o volume de gás, nas condições de entrega.

EXATIDÃO DE UM INSTRUMENTO – Aptidão de um instrumento de medição para dar respostas próximas a um valor verdadeiro.

FATOR DO MEDIDOR – Quociente entre o volume bruto medido, utilizando um padrão de trabalho ou medida materializada de volume, e o volume medido por um medidor em operação durante uma calibração, sendo ambos referidos às mesmas condições de temperatura e pressão.

GARANTIA METROLÓGICA – Conjunto de regulamentos, meios técnicos e operações necessárias para garantir a credibilidade dos resultados da medição em metrologia legal.

GÁS CANALIZADO OU GÁS – Mistura de hidrocarbonetos parafínicos leves com predominância de metano ou ainda qualquer energético, em estado gasoso, fornecido por meio de tubulações de um sistema de distribuição de uma concessionária.

INSTRUMENTO DE MEDIÇÃO – Dispositivo utilizado para realizar medições, individualmente ou associado a um ou mais dispositivos suplementares. Um instrumento de medição que pode ser utilizado individualmente é um sistema de medição.

INSTRUMENTO DE MEDIÇÃO ASSOCIADOS – Instrumentos conectados ao dispositivo calculador, ao dispositivo de correção ou ao dispositivo de conversão, para medição de certas propriedades ou características do fluido ou escoamento, com vistas a fazer uma correção e/ou conversão.

INCERTEZA DA MEDIÇÃO – Parâmetro associado ao resultado de uma medição que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser fundamentalmente atribuídos a um mensurando.

INSPEÇÃO METROLÓGICA – Exame de um instrumento de medição (ou de um sistema de medição) para constatar se a marca de verificação e/ou certificado de verificação é válido, se nenhuma marca de selagem foi danificada ou violada, se o

instrumento (ou sistema de medição) não sofreu modificações evidentes após a verificação metrológica e se seus erros não ultrapassam os erros máximos admissíveis em serviço.

**MEDIÇÃO FISCAL** – Medição do volume de produção fiscal efetuada num ponto de medição de produção a que se refere o inciso IV do Art. 3º do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998.

**MEDIDOR (MEDIDOR DE FLUIDO)** – Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume do fluido que passa pelo transdutor de medição, sob as condições de medição.

**MEDIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA** – Medição de volume de gás natural, movimentado com transferência de custódia, nos pontos de entrega e recepção.

**MEDIDA MATERIALIZADA** – Instrumento de medição que reproduz ou fornece, de maneira permanente durante sua utilização, grandezas de um ou mais tipos, cada uma com um valor designado.

**MEDIDOR (MEDIDOR DE FLUIDO)** – Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume do fluido que passa pelo transdutor de medição, sob as condições de medição.

**MEDIÇÃO** – Processo de obter informação experimentalmente acerca da magnitude de uma quantidade.

**METROLOGIA** – Campo de conhecimento relacionado com medição.

**METROLOGIA LEGAL** – Parte da metrologia que trata das unidades de medida, métodos de medição e instrumentos de medição em relação às exigências técnicas e legais obrigatórias, as quais têm o objetivo de assegurar uma garantia pública do ponto de vista da segurança e da exatidão das medições (OIML, 2010).

**PADRÃO DE REFERÊNCIA** – Padrão designado para a calibração de outros padrões de grandeza do mesmo tipo em uma dada organização ou local.

**PADRÃO DE TRABALHO** – Padrão utilizado rotineira e exclusivamente para calibrar ou controlar instrumentos ou sistemas de medição.

PONTO DE ENTREGA – Ponto onde o produto movimentado é entregue pelo operador ao carregador ou a outro destinatário por este indicado.

PONTO DE MEDIÇÃO – Localização em um sistema de transferência onde fica instalado um sistema de medição de gás natural utilizado com objetivo de medição de transferência de custódia.

PONTO DE RECEBIMENTO – Ponto onde o produto a ser movimentado é entregue ao transportador pelo carregador ou por quem este venha a indicar.

PROJETO DE MEDIÇÃO – Conjunto de documentos referente aos sistemas de medição.

PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO – Compreende todos os lacres, senhas, dispositivos, mecanismos ou procedimentos que garantam a inviolabilidade dos sistemas de medição e seus resultados.

Poder Concedente – Poder constitucional atribuído ao Estado para a Prestação dos Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado, diretamente ou mediante Concessão

PRECISÃO – Proximidade de concordância entre valores e quantidades obtidos por medição replicadas de uma quantidade, sob condições específicas.

RASTREABILIDADE METROLÓGICA – Propriedade de um resultado de uma referência metrológica estabelecida através de uma cadeia ininterrupta de calibrações de um sistema de medição ou comparações, cada uma contribuindo para a incerteza da medição estabelecida.

REDE DE DISTRIBUIÇÃO – Conjunto de tubulações, reguladores de pressão e outros componentes que recebem o gás de Estação de Controle de Pressão (ECP) e o conduz até o Ramal Externo ou Ramal de Serviço de diferentes tipos de Unidades Usuárias (ARSESP, 2010).

RELATÓRIO DE MEDIÇÃO – Documento informando os valores medidos, o fator do medidor, os fatores de correção e o volume apurado num período de medição.

SISTEMAS DE CALIBRAÇÃO – Sistema composto de um medidor padrão de trabalho (ou medida materializada de volume) e de dispositivos auxiliares e/ou adicionais, necessários para executar as operações de calibração de um medidor em operação, já incorporados a um sistema de medição.

**SISTEMA DE MEDIÇÃO** – Conjunto completo de um ou mais instrumentos de medição e, frequentemente, outros dispositivos, montado e adaptado para fornecer informações destinadas à obtenção dos valores medidos, dentro de intervalos especificados para grandezas de tipos especificados. O sistema de medição de gás natural inclui o medidor propriamente dito e todos os dispositivos auxiliares e adicionais, e instrumentos de medição associados.

**SUPERVISÃO METROLÓGICA** – Controle realizado na fabricação, na importação, na comercialização, na instalação, na utilização, na manutenção e no reparo de sistemas de medição, com o objetivo de verificar se eles são utilizados de maneira correta no que se refere à observância das leis e dos regulamentos metrológicos.

**TÉCNICO RESPONSÁVEL** – É o técnico especialista em área correlata à atividade a ser desenvolvida e com registro no respectivo conselho profissional, que responde perante a ANP/INMETRO pelo serviço executado pela sociedade empresária/simples, acreditada/autorizada junto a esses órgãos governamentais, nos sistemas de medição cobertos pelo presente Regulamento.

**USUÁRIO** – Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que utiliza os serviços de distribuição de gás canalizado da concessionária e assume a responsabilidade pelo pagamento dos serviços prestados e pelo cumprimento das demais obrigações legais, regulamentares e pertinentes.

**VAZÃO USUAL DE OPERAÇÃO** – Vazão média, avaliada no período desde a última calibração do sistema de medição. No cálculo da vazão média não devem ser considerados os períodos em que não houve fluxo.

**VERIFICAÇÃO METROLÓGICA** – Procedimento que compreende, no exame, a marcação e/ou emissão de um certificado de verificação, que constate e confirme que um instrumento de medição (ou um sistema de medição) ou uma medida materializada de volume satisfaz às exigências regulamentares.

**VOLUME REGISTRADO** – Variação no registro do dispositivo registrador de um medidor entre o início e o fim de uma medição.

## ANEXO A – Normas e Regulamentos

### 1. ANP

1.1 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Portaria ANP nº 1/03: Regulamentação do Envio de Dados de Transporte e Comercialização de Gás Natural. Brasília, 2003. 6 p.

1.2 \_\_\_\_\_. Resolução ANP no 16/08: Regulamentação da Especificação do Gás Natural a Ser Comercializado no Brasil. Brasília, 2008. 8 p.

### 2. INMETRO

2.1 Instituto Nacional de Metrologia. INMETRO nº 114/97: Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, estabelecendo as condições a que devem satisfazer os medidores tipo rotativo e tipo turbina utilizados nas medições de gases. Medidores tipo rotativo e tipo turbina. Brasília 1997. 20p.

2.2 \_\_\_\_\_. INMETRO nº 319/09: Vocabulário de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia, Brasília, 2009. 78 p.

2.3 \_\_\_\_\_. INMETRO nº 163/05: Vocabulário Internacional de Termos de Metrologia, Brasília, 2005. 5 p.

2.4 \_\_\_\_\_. INMETRO NIT-DIFLU 001/10. Apreciação Técnica de Modelo de Computadores de Vazão (Corretores de Volume). 2010. 24 p.

### 3. ABNT

3.1 Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT-NBR-10012/93: Requisitos de Garantia da Qualidade para Equipamentos de Medição. Rio de Janeiro, 1993. 14 p.

3.2 \_\_\_\_\_. ABNT-NBR ISO 10012/04: Sistemas de Gestão de Medição – Requisitos para os Processos de Medição e Equipamento de Medição. Rio de Janeiro, 2004. 16 p.

3.3 \_\_\_\_\_. ABNT-NBR 14903/02: Gás Natural – Determinação da Composição por Cromatografia Gasosa. Rio de Janeiro, 2002. 46 p.

3.4 \_\_\_\_\_. ABNT-NBR 14978/03: Medição eletrônica de gás – Computadores de vazão. Rio de Janeiro, 2003. 37 p.

3.5. \_\_\_\_\_. ABNT-NBR 15213/05: Cálculo do poder calorífico, densidade, densidade relativa, índice de Wobbe de combustíveis gasosos a partir da composição. Rio de Janeiro, 2005. 46 p.

#### 4. OIML

4.1 Organização Internacional de Metrologia Legal. OIML D11/04. General requirements for Electronic Measuring Instruments. Paris, 2005. 56 p.

4.2 \_\_\_\_\_. OIML D31/08. General Requirements for Software Controlled Measuring Instruments. Paris, 2008. 53 p.

4.3 \_\_\_\_\_. OIML R137-1/06. Gas Meters – par 1: Requirements. Paris, 2006. 48 p.

4.4 \_\_\_\_\_. OIML R140/07. Measuring systems for gaseous fluid. Paris, 2007. 111 p.

#### 5. AGA

5.1 American Gas Association. AGA Report n° 7/06. Measurement of Gas by Turbine Meters. Arlington, 2006. 77 p.

5.2 \_\_\_\_\_. AGA Report n° 8/94. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. Arlington, 1994. 204 p.

5.3 \_\_\_\_\_. AGA Report n° 9/06. Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Arlington, 2007. 113 p.

5.4 \_\_\_\_\_. AGA Report n° 11/03. Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter. Arlington, 2003. 174 p.

#### 6. ASTM

6.1 American Society for Testing and Materials. ASTM D1945/03. Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography. West Conshohocken, 2003. 17 p.

6.2 \_\_\_\_\_. ASTM D3588/03. Calculating Heat Value, Compressibility Factor and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels, West Conshohocken, 2003. 9p.

6.3 \_\_\_\_\_. ASTM D5454. Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers ASTM D 5504 Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence.

## 7. ISO

7.1 International Organization for Standardization. ISO 5167-1/03. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 1: General principles and requirements. Geneva, 2003. 33 p.

7.2 \_\_\_\_\_. ISO 5167-2/03. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 2: Orifice plates. Geneva, 2003. 47 p.

7.3 \_\_\_\_\_. ISO 6551/82. Petroleum Liquids and Gases – Fidelity and Security of Dynamic Measurement – Cabled transmission of electric and/or electronic pulse data. Geneva, 1982. 12 p.

7.4 \_\_\_\_\_, ISO 6974/02. Natural gas Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C8 – Gas Chromatography Method, Geneva, 2002. 96 p.

7.5 \_\_\_\_\_. ISO 6974-1/00. Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 1: Guidelines for tailored analysis (available in English only). Geneva, 2000. 16 p.

7.6 \_\_\_\_\_. ISO 6974-2/01. Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography – Part 2: Measuring-system characteristics and statistics for processing of data (available in English only). Geneva, 2001. 24 p.

7.7 \_\_\_\_\_. ISO 6976/95. Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density, Wobbe index from composition. Geneva, 1995. 1 p.

7.8 \_\_\_\_\_. ISO 6570. Natural Gas – Determination of Potential Hydrocarbon Liquid Content, Parts 1 to 2

7.9 \_\_\_\_\_. ISO 12213 – 1/06. Natural gas – Calculation of compression factor – Part 1: Introduction and guidelines. Geneva, 2006. 13 p.

7.10 \_\_\_\_\_. ISO 12213 – 1/06. Natural gas – Calculation of compression factor – Part 2: Calculation using molar-composition analysis. Geneva, 2006. 32 p.

7.11 \_\_\_\_\_. ISO 12213 – 1/06. Natural gas – Calculation of compression factor – Part 3: Calculation using physical properties. Geneva, 2006. 38 p.

7.12 \_\_\_\_\_. ISO 16664/04. Gas Analysis – Handling of Calibration Gases and Gas Mixtures - Guidelines. Geneva, 2004. 17 p.

## 8. API

8.1 American Petroleum Institute / Manual of Petroleum Measurement Standard. API/MPMS 5/02. Metering. Washington D.C. 2002. 82 p.

8.2. \_\_\_\_\_. API/MPMS 5.1/02. General Consideration for Measurement by Meters. Washington D.C., 2002. 2 p.

8.3. \_\_\_\_\_. API/MPMS 21.1/93. Flow Measurement Using Electronic Metering System. Washington D.C., 2000. 38 p.

8.4. \_\_\_\_\_. API/MPMS 7.2/01 Temperature-Dynamic Temperature Determination. Washington D.C., 2001. 38 p.

8.5. \_\_\_\_\_. API/MPMS 11.2.1M/84. Compressibility Factors for Hydrocarbons: 638-1074 Kilograms per Cubic Meter Range. Washington D.C., 1984. 187 p.

8.6. \_\_\_\_\_. API/MPMS 13.2/84. Statistical Aspects of Measuring and Sampling. Washington D. C., 1984. 41 p.

8.7. \_\_\_\_\_. API/MPMS Statistical Concepts and Procedures in Measurement. Washington D. C., 1985. 17 p.

8.8. \_\_\_\_\_. API/MPMS 8/95. Sampling. Washington D.D., 1995. 161 p.

8.9. \_\_\_\_\_. API/MPMS 14.3-1/93. Concentric, Square-Edged Orifice Meters (A.G.A. Report no 3) (GPA 8185-90). Washington D.C., 1993. 51 p.

8.10. \_\_\_\_\_. API/MPMS Specification and Installation Requirement, Reaffirmed May 1996 (ANSI/API 2530). Washington D. C. 2000. 70 p.

8.11. \_\_\_\_\_. API/MPMS 14.3/92. Natural Gas Fluid Measurement: Concentric, Square-Edged Orifice Meters – Part 3: Natural Gas Applications. Washington D. C., 1992. 103 p.

8.12. \_\_\_\_\_. API MPMS 21.1/93. Electronic Gas Measurement. Washington D. C.1993. 38 p.

8.13. \_\_\_\_\_. API/MPMS 14.1/01. Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer. Washington D. C., 2001. 47 p.

8.14. \_\_\_\_\_. API/MPMS Allocation Measurement of Oil and Natural Gas. Washington D. C., 1993. 67 p.

8.14. \_\_\_\_\_. API/MPMS 7/01. Temperature Determination. Washington D. C., 2001. 38 p.

8.15. \_\_\_\_\_. API/MPMS 5.5/82. Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed – Data Transmission Systems. Washington D. C., 1982. 9 p.

8.16. \_\_\_\_\_. API/MPMS 8.2/95. Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D4177). Washington D. C. 1995. 39 p.

9. CEN

9.1 European Committee for Standardization. EN/CEN 12405-1/05. Gas meters – Gas-volume electronic conversion devices. London, 2005. 98 p.

**ANEXO B - Portaria Conjunta Nº 1, DE 19.06.2000 – DOU 20.06.2000**

*Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos.*

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, em conjunto com o PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL - INMETRO, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Lei nº 5.966, de 11 de dezembro de 1973, tornam público o seguinte ato:

Art. 1º. Fica aprovado o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, anexo à presente Portaria, o qual estabelece as condições e requisitos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a garantir resultados acurados e completos.

Art. 2º. Ficam sujeitos ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado por esta Portaria, o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção em perfeitas condições de funcionamento dos seguintes sistemas de medição:

I - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas fiscais do petróleo ou do gás natural produzido nos campos, a que se refere o inciso IV do art. 3º, art. 4º e art. 5º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998;

II - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle operacional dos volumes consumidos, injetados, transferidos e transportados;

III - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle operacional dos volumes importados e exportados; e

IV - sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de água para controle operacional dos volumes produzidos, captados, injetados e descartados.

Art. 3º. Fica concedido o prazo máximo de 24 (vinte e quatro) meses, a contar da data de publicação desta Portaria, para que os sistemas de medição, já instalados e em utilização, sejam integralmente adequados ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado por este ato.

Nota: A Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 2, de 2.12.2002 - DOU 6.12.2002, prorrogou até o dia 31.12.2003 o prazo previsto neste artigo.

Art. 4º. O não cumprimento das disposições contidas na presente Portaria sujeita o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar.

Art. 5º. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN

Diretor-Geral da ANP

ARMANDO MARIANTE CARVALHO

Presidente do INMETRO

REGULAMENTO TÉCNICO DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## 1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

### 1.1 Objetivo

Este Regulamento estabelece as condições mínimas que devem ser atendidas pelos sistemas de medição aplicáveis a:

- 1.1.1 Produção de petróleo e gás natural;
- 1.1.2 Transporte e estocagem de petróleo e gás natural;
- 1.1.3 Importação e exportação de petróleo e gás natural.

### 1.2 Campo de Aplicação

1.2.1 Este Regulamento se aplica a todos os sistemas de medição em linha ou em tanques, equipados com dispositivos destinados a medir, computar e mostrar o volume de petróleo e gás natural produzidos, processados, armazenados ou transportados, e utilizados para:

- 1.2.1.1 Medição fiscal da produção de petróleo e gás natural nas instalações de produção, em terra e no mar;
- 1.2.1.2 Medição da produção de petróleo e gás natural em testes de longa duração dos campos de petróleo e gás natural;
- 1.2.1.3 Medição para apropriação da produção de petróleo e gás natural dos poços e campos;
- 1.2.1.4 Medição da produção de petróleo e gás natural em testes de poços, cujos resultados sejam utilizados para apropriação da produção aos campos e poços;
- 1.2.1.5 Medição operacional para controle de produção de petróleo e gás natural de um campo;
- 1.2.1.6 Medição operacional na entrada e saída das unidades de processamento de gás natural;
- 1.2.1.7 Medição operacional para controle da movimentação no transporte e estocagem de petróleo e gás natural;
- 1.2.1.8 Medição operacional nas importações e exportações de petróleo e gás natural.

1.2.2 Este Regulamento não se aplica:

- 1.2.2.1 Aos sistemas de medição que, formando parte de instalações de produção, armazenamento e transporte, tenham finalidades diversas daquelas descritas no subitem 1.2.1;
- 1.2.2.2 Aos sistemas de medição do refino de petróleo e medições de derivados líquidos de petróleo e gás natural;
- 1.2.2.3 Aos sistemas de distribuição de gás canalizado;
- 1.2.2.4 Aos sistemas de gás natural veicular.

### 1.3 Normas e Regulamentos

As normas e regulamentos a serem atendidos estão mencionados nos itens pertinentes deste Regulamento.

1.3.1 Os requisitos de portarias, regulamentos técnicos federais, normas ABNT, recomendações da OIML, normas ISO e normas pertinentes de outras instituições devem ser atendidos, nesta ordem de prioridade.

1.3.2 Para fins da determinação prevista neste Regulamento, os instrumentos e os métodos de medição são aqueles regulamentados pelas Portarias mencionadas no corpo deste Regulamento, não obstante a incorporação de outros instrumentos e métodos que venham a ter seu ato normativo posteriormente efetivado.

## 2. SIGLAS UTILIZADAS

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial  
ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas  
OIML - Organização Internacional de Metrologia Legal  
ISO - *International Organization for Standardization*  
API - *American Petroleum Institute*  
AGA - *American Gas Association*  
ASTM - *American Society for Testing and Materials*  
CNP - Conselho Nacional do Petróleo  
INPM - Instituto Nacional de Pesos e Medidas

## 3. DEFINIÇÕES

Para efeito deste Regulamento são consideradas as seguintes definições, além daquelas constantes da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural:

3.1 Medição fiscal - Medição do volume de produção fiscalizada efetuada num ponto de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto nº 2.705, de 03/08/1998.

3.2 Medição fiscal compartilhada - Medição do volume de produção fiscalizada efetuada num ponto de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto nº 2.705, de 03/08/1998.

3.3 Medição operacional - Medição para controle da produção que inclui medições de petróleo e gás natural para consumo como combustível ou para qualquer outra utilização dentro do campo; do gás utilizado para elevação artificial, injeção, estocagem, ventilado ou queimado em tocha; da água produzida, injetada, captada ou descartada; do petróleo transferido; do gás natural para processamento; do petróleo e gás natural transportado, estocado, movimentado com transferência de custódia, importado ou ventilado ou queimado em tocha; da água produzida, injetada, captada ou descartada; do petróleo transferido; do gás natural para processamento; do petróleo e gás natural transportado, estocado, movimentado com transferência de custódia, importado ou exportado.

3.4 Medição para apropriação - Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo.

3.5 Relatório de medição - Documento informando os valores medidos, os fatores de correção e o volume apurado num período de medição.

3.6 Medidor fiscal - Medidor utilizado para a medição fiscal do volume de produção de um ou mais campos.

3.7 Tabela volumétrica - Tabela indicando o volume contido em um tanque para cada nível de enchimento.

3.8 Fator de calibração do medidor - Quociente entre o volume bruto medido, utilizando um sistema de calibração, e o volume registrado por um medidor de fluidos durante um teste de calibração do medidor.

3.9 Volume registrado - Variação no registro do totalizador de um medidor de fluidos, entre o início e o fim de uma medição.

3.10 Volume efetivo - Produto do volume registrado pelo fator de calibração do medidor.

3.11 Volume efetivo em condições de referencia - Volume efetivo corrigido para as condições de referência de pressão e temperatura.

3.12 Volume líquido - Volume de petróleo em condições de referência, uma vez descontado o volume de água e sedimentos.

3.13 Vazão de teste de poço - Volume total de produção de um poço, durante um teste, dividido pelo tempo, em horas, de duração do mesmo.

3.14 Potencial de produção de poço - Volume de produção de um poço durante 24 horas, à vazão de teste.

3.15 Potencial de produção corrigido de poço - Volume de produção de um poço à vazão de teste, durante o tempo de produção efetivo do poço.

3.16 Potencial de produção corrigido do campo - Somatório dos potenciais de produção corrigidos dos poços do campo.

3.17 Razão gás-petróleo (RGO) - Volume de gás produzido por volume de petróleo produzido, ambos medidos nas condições de referência.

3.18 Vazão usual de operação - Vazão de operação média, avaliada no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste de poço até a data de avaliação. No cálculo da vazão média não devem ser considerados os períodos em que não houve fluxo.

3.19 Condições usuais de operação - Condições de temperatura, pressão e propriedades (densidade e viscosidade) médias do fluido medido, avaliadas no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste do poço até a data de avaliação.

3.20 Falha - Acontecimento no qual o desempenho do sistema de medição não atende aos requisitos deste Regulamento ou das normas aplicáveis.

3.21 Falha presumida - Variação dos volumes medidos que não corresponda a variações nas condições de operação das instalações de petróleo e gás natural.

3.22 Medidor padrão - Medidor utilizado como padrão de comparação na calibração de outros medidores.

3.23 Medidor de fluidos - Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume do fluido que passa pelo transdutor de medição, sob as condições de medição.

3.24 Provador em linha - Recipiente aberto ou fechado, de volume conhecido, utilizado como padrão volumétrico para calibração de medidores de petróleo.

3.25 Teste de longa duração - Testes de poços, realizados durante a fase de Exploração, com a finalidade exclusiva de obtenção de dados e informações para conhecimento dos reservatórios, com tempo de fluxo total superior a 72 horas.

3.26 Para os termos técnicos, relativos às medições em geral, são aplicáveis as definições da Portaria INMETRO nº 29/95 - Vocabulário de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia e da Portaria INMETRO nº 102/88 - Vocabulário de Metrologia Legal.

#### 4. UNIDADES DE MEDIDA

4.1 A unidade de volume na medição de petróleo é o metro cúbico ( $m^3$ ), nas condições de referência de 20°C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão.

4.2 A unidade de volume na medição de gás natural é o metro cúbico ( $m^3$ ), nas condições de referência de 20°C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão.

#### 5. CRITÉRIOS GERAIS PARA MEDIÇÃO

5.1 Os equipamentos e sistemas de medição devem ser projetados, instalados, operados, testados e mantidos em condições adequadas de funcionamento para medir, de forma acurada e completa, as produções de petróleo e gás natural para fins fiscais e os volumes para controle operacional da produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural.

5.2 Os pontos de medição para fins fiscais devem ser aprovados pela ANP, e os sistemas de medição para fins fiscais devem ser aprovados pelo INMETRO, com sua utilização autorizada pela ANP antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração.

5.3 Os pontos de medição fiscal da produção de petróleo devem localizar-se imediatamente após as instalações de separação, tratamento e tancagem da produção, e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento, estocagem em estações de armazenamento, transporte ou terminais marítimos.

5.4 O ponto de medição fiscal da produção de gás natural deve localizar-se imediatamente após as instalações de separação e condicionamento e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento ou transporte.

5.5 As seguintes informações devem ser apresentadas para aprovação da ANP:

a) Diagrama esquemático das instalações, indicando as principais correntes de petróleo, gás e água, a localização dos pontos de medição fiscal, os pontos de medição para controle operacional da produção, do gás para processamento, do transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural;

- b) Fluxograma de engenharia dos sistemas de medição, mostrando todas as tubulações, medidores e acessórios instalados;
- c) Especificações e folhas de dados dos instrumentos de medição, amostradores e acessórios;
- d) Memorial descritivo dos sistemas de medição, incluindo uma descrição dos equipamentos, instrumentos e sistemas de calibração a serem empregados;
- e) Memorial descritivo da operação dos sistemas de medição, contendo uma descrição dos procedimentos de medição, amostragem, análise e determinação de propriedades e cálculo dos volumes de produção.

5.6 Os sistemas de medição fiscal da produção devem ser inspecionados pela ANP, para verificar a sua correta instalação e funcionamento, antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração. Inspeções de outros sistemas podem ser executadas a critério da ANP.

5.7 O petróleo medido nos pontos de medição, excetuando-se as medições para apropriação, deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos.

5.7.1 A medição de petróleo em outras condições pode ser aprovada pela ANP, devendo ser previamente apresentados e justificados os critérios, parâmetros e fatores de correção para determinar o volume líquido de petróleo.

5.7.2 O sistema de medição deve incorporar detetores e/ou procedimentos operacionais para prevenir a transferência através do ponto de medição de petróleo que não obedeça às especificações do subitem 5.7 ou às especificações alternativas aprovadas pela ANP conforme subitem 5.7.1.

5.8 Os instrumentos de medição, as medidas materializadas e os sistemas de medição utilizados devem ser submetidos ao controle metrológico do INMETRO, quando houver, ou comprovar rastreabilidade aos padrões do INMETRO.

5.9 Todas as calibrações e inspeções requeridas neste Regulamento são executadas por conta e risco do concessionário ou do autorizatário de outras instalações de petróleo e gás natural e devem ser realizadas por pessoas ou entidades qualificadas.

## 6. MEDIÇÃO DE PETRÓLEO

### 6.1 Medição de Petróleo em Tanques.

6.1.1 Nas medições fiscais em tanques, o ponto de medição da produção está localizado, por convenção, imediatamente à jusante dos tanques de medição.

6.1.2 Os tanques utilizados para medição fiscal de petróleo devem atender aos seguintes requisitos:

6.1.2.1 Serem arqueados conforme subitem 6.2 deste Regulamento;

6.1.2.2 Serem providos de bocas de medição e de amostragem do conteúdo;

6.1.2.3 Serem providos de mesa de medição no fundo e de marca de referência próxima à boca de medição;

6.1.2.4 As linhas de enchimento devem ser projetadas para minimizar queda livre de líquido e respingos.

6.1.3 As medições de nível de líquido devem ser feitas com trena manual ou com sistemas automáticos de medição de nível.

6.1.4 As medições de nível de líquido nos tanques devem obedecer aos requisitos dos seguintes documentos e regulamentos:

6.1.4.1 Medições manuais com trena:

Portaria INPM nº 33/67 - Norma para Medição da Altura de Produtos de Petróleo Armazenados em Tanques.

Portaria INMETRO nº 145/99 - Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, estabelecendo as condições a que devem atender as medidas materializadas de comprimento, de uso geral.

ISO/DIS 4512 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Equipment for Measurement of Liquid Levels in Storage Tanks - Manual Methods.

6.1.4.2 Medições com sistema automático:

OIML R71 - Fixed Storage Tanks. General Requirements.

OIML R85 - Automatic Level Gauges for Measuring the Level of Liquid in Fixed Storage Tanks.

ISO 4266 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks - Automatic Methods.

ISO/DIS 4266-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 1: Measurement of Level in Atmospheric Tanks.

6.1.5 Para determinação do volume medido devem ser consideradas as seguintes correções e os respectivos fatores:

a) Tabela volumétrica do tanque;

b) Dilatação térmica entre a temperatura de medição e a condição de referência de 20°C. A medição de temperatura e os fatores de correção pela dilatação térmica devem atender aos requisitos das normas:

Portaria do INPM nº 9/67 - Norma de Termômetros para Petróleo e Seus Derivados Quando em Estado Líquido, Bem Como para os Respectivos Suportes.

Portaria do INPM nº 15/67 - Norma para Determinação de Temperatura do Petróleo e Seus Derivados Líquidos.

CNP - Resolução nº 06/70 - Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados ISO 4266 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks - Automatic Methods

ISO/DIS 4266-4 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 4: Measurement of Temperature in Atmospheric Tanks

ISO/DIS 4268 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Temperature Measurements - Manual Methods

c) Conteúdo de água e sedimentos, determinado conforme subitem 6.5 deste Regulamento.

6.1.6 Todas as linhas conectando os tanques de medição às suas entradas e saídas, bem como a outros tanques e a drenos, devem ser providas de válvulas que possam ser seladas na posição fechada e instaladas o mais próximo possível do tanque. As válvulas devem ser testadas periodicamente para verificar a sua estanqueidade.

6.1.7 Os tanques devem ser operados em ciclos de enchimento e medição:

6.1.7.1 Durante o ciclo de enchimento, as válvulas de saída de petróleo do tanque para o ponto de medição devem estar fechadas e, no caso de medições fiscais, devem estar seladas.

6.1.7.2 Após o término do ciclo de enchimento, deve-se deixar o conteúdo do tanque repousar para liberação de vapores retidos no líquido ou gerados durante o enchimento e para eventual decantação de água.

6.1.7.3 Antes do início do ciclo de medição, devem ser fechadas todas as válvulas que conectam o tanque às entradas para enchimento, a outros tanques ou às saídas para pontos diferentes do ponto de medição. No caso de medições fiscais, as válvulas devem ser seladas na posição fechada.

6.1.7.4 Deve ser feita a amostragem conforme o subitem 6.5 e determinada a temperatura média conforme as normas aplicáveis.

6.1.7.5 O nível inicial deve ser medido conforme normas aplicáveis, sendo então aberta(s) a(s) válvula(s) de saída de petróleo para o ponto de medição.

6.1.7.6 Após o término da transferência do petróleo, são fechadas as válvulas de saída para o ponto de medição e medido o nível residual no tanque. Nas medições fiscais as válvulas devem ser seladas.

6.1.8 O cálculo dos volumes líquidos deve seguir as recomendações do seguinte documento:

API - MPMS

Chapter 12.1, Calculation of Static Petroleum Quantities, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels

Chapter 12.1.1, Errata to Chapter 12.1- Calculation - Static Measurement, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels, First Edition Errata published

6.1.9 Devem ser elaborados relatórios de medição, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento, contendo todos os valores medidos e todos os cálculos para a determinação do volume de petróleo produzido, recebido ou transferido, através do ponto de medição.

6.2 Procedimentos para Arqueação de Tanques de Medição e Calibração de Sistemas de Medição de Nível

6.2.1 Os tanques devem ser arqueados, atendendo às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento, para a elaboração da tabela volumétrica. A tabela volumétrica deve ser apresentada à ANP antes da aprovação do tanque para fins de medição. Os tanques devem ser calibrados conforme as seguintes normas:

ISO/DIS 4269-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Tank Calibration by Liquid Measurement - Part 1: Incremental Method Using Volumetric Meters

ISO 7507-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Calibration of Vertical Cylindrical Tanks - Part 1: Strapping Method

ISO 7507-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Calibration of Vertical Cylindrical Tanks - Part 2: Optical-Reference-Line Method

ISO 7507-3 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Calibration of Vertical Cylindrical Tanks - Part 3: Optical-Triangulation Method

ISO 7507-4 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Calibration of Vertical Cylindrical Tanks - Part 4: Internal Electro-Optical Distance-Ranging Method

ISO/DIS 7507-5 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Calibration of Vertical Cylindrical Tanks - Part 5: External Electro-Optical Distance-Ranging Methods

ISO/TR 7507- 6 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Calibration of Vertical Cylindrical Tanks - Part 6: Recommendations for Monitoring, Checking and Verification of Tank Calibration and Capacity Table OIML R 71- Fixed Storage Tanks. General Requirements

6.2.2 Os tanques utilizados para medição de petróleo devem ser inspecionados por conta e risco do concessionário ou do autorizatário da instalação de petróleo ou gás natural, externa e internamente, uma vez a cada três anos, para determinar a existência de danos, incrustações e depósitos de material que possam afetar a calibração.

6.2.3 Os tanques utilizados para medição fiscal devem ser arqueados pelo menos a cada 10 anos ou imediatamente após a ocorrência de modificações capazes de afetar a calibração, devendo ficar fora de operação a partir desta ocorrência, até que seja efetuada a nova calibração.

6.2.4 As trenas utilizadas para medição devem ser verificadas, anualmente, pelo INMETRO.

6.2.5 Os sistemas automáticos de medição de nível devem ser calibrados semestralmente por trenas verificadas pelo INMETRO, em três níveis, a saber: próximos do nível máximo, médio e mínimo. A diferença entre a medição com trena e a medição com o sistema de medição automático devem ser menores que 6 mm.

### 6.3 Medição de Petróleo em Linha

6.3.1 Os sistemas de medição em linha devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos:

- a) Medidores de fluidos do tipo deslocamento positivo ou do tipo turbina, ou medidores mássicos tipo Coriolis, com indicação de volume. Outros tipos de medidores podem ser utilizados, desde que sua utilização seja previamente autorizada pela ANP. Os medidores devem ser providos com totalizador sem dispositivo de retorno a zero ou, no caso de dispositivos eletrônicos, cujo retorno a zero não seja possível sem operar ajustes protegidos por meio de selos ou de outras proteções contra acesso não autorizado;
- b) Um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no subitem 6.4 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores de fluidos e aprovado pela ANP;
- c) Um sistema de amostragem proporcional à vazão, controlado por um sinal de saída do medidor de fluidos e atendendo aos requisitos do subitem 6.5 deste Regulamento;
- d) Um instrumento ou sistema de medição de temperatura ou de compensação automática de temperatura;
- e) Um instrumento ou sistema de medição de pressão ou de compensação automática da pressão.

6.3.2 Os sistemas de medição em linha devem ser projetados para:

- a) Serem compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados;
- b) Impedir refluxo através dos medidores;
- c) Proteger os medidores contra transientes de pressão;
- d) Proteger os medidores contra pressões de choque, maiores que as pressões de projeto dos mesmos;
- e) Não permitir a passagem de gases ou vapores pelos medidores;
- f) Não possuir contorno dos medidores.

6.3.3 Os sistemas de medição fiscal de petróleo devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 0.3 conforme OIML R117. Na operação dos sistemas de medição em linha deve ser assegurado que:

- a) Os medidores sejam operados dentro dos limites especificados pelo fabricante;
- b) As vazões e outras condições de operação estejam entre as máximas e as mínimas para assegurar que os erros máximos admissíveis não sejam excedidos;
- c) Os medidores fiscais sejam submetidos à calibração toda vez que houver mudanças nas condições de operação capazes de causar erros maiores que os máximos permissíveis.

6.3.4 A instalação e operação de sistemas de medição de petróleo em linha devem atender as orientações dos documentos abaixo relacionados e outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP:

Portaria INMETRO nº 113/97 (medidores mássicos)

OIML R117

ISO 2714 Liquid hydrocarbons -- Volumetric Measurement by Displacement Meter Systems Other Than Dispensing Pumps

ISO 2715 Liquid Hydrocarbons -- Volumetric Measurement by Turbine Meter Systems

API - MPMS

Chapter 5, Metering

Chapter 5.1, General Consideration for Measurement by Meters.

Chapter 5.4, Accessory Equipment for Liquid Meters.

Chapter 5.5, Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed - Data Transmission Systems.

6.3.5 As medições devem ser corrigidas pelos seguintes fatores:

a) Dilatação térmica entre a temperatura de referência e a temperatura de medição conforme as seguintes normas:

CNP - Resolução nº 06-70 - Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados

API - MPMS

Chapter 7.2, Temperature-Dynamic Temperature Determination.

b) Compressibilidade do líquido entre a pressão de referência e a pressão de medição conforme a seguinte norma:

API - MPMS

Chapter 11.2.1M, Compressibility Factors for Hydrocarbons: 638-1074 Kilograms per Cubic Meter Range.

c) Conteúdo de sedimentos e água no petróleo, determinado conforme o subitem 6.5 deste Regulamento.

6.3.6 O cálculo dos volumes dos líquidos medidos deve estar de acordo com a seguinte norma: ISO 4267-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Calculation of Oil Quantities - Part 2: Dynamic Measurement

6.3.7 Devem ser elaborados relatórios de medição contendo todos os valores medidos, todos os parâmetros e fatores utilizados e todos os cálculos efetuados para determinação do volume líquido corrigido de petróleo, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento.

6.4 Calibração de Medidores em Linha

6.4.1 Os medidores fiscais da produção de petróleo em linha devem ser calibrados com um intervalo de no máximo 60 dias entre calibrações sucessivas. Intervalos maiores podem ser aprovados pela ANP com base no registro histórico das calibrações. Outros medidores devem ser submetidos a verificação e calibração conforme subitens 8.2.1 e 9.3 deste Regulamento.

6.4.2 Para instalações e operação de sistemas de calibração de medidores de petróleo em linha podem ser utilizados provadores, tanques de prova, medidores padrão ou outros sistemas previamente autorizados pela ANP, desde que atendam aos documentos abaixo relacionados ou outros reconhecidos internacionalmente, e aprovados pela ANP:

ISO 7278-1 Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 1: General Principles

ISO 7278-2 Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 2: Pipe Provers

ISO 7278-3 Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 3: Pulse Interpolation Techniques

ISO/DIS 7278-4 Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers

API - MPMS

## Chapter 4, Proving Systems

Chapter 4.1, Introduction, Second Edition.

Chapter 4.3, Small Volume Provers

Chapter 4.4, Tank Provers

Chapter 4.5, Master-Meter Provers.

Chapter 4.7, Field-Standard Test Measures.

6.4.3 Os padrões de referência, os padrões de trabalho e os equipamentos utilizados na calibração dos calibradores de deslocamento mecânico, dos tanques de calibração, dos medidores padrões, e de outro sistema de calibração utilizado, devem atender às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento.

6.4.4 Os medidores-padrão, utilizados para a calibração dos medidores de petróleo em operação, devem ser calibrados com tanques de calibração ou provadores em linha de deslocamento mecânico, para se obter um fator de calibração do medidor-padrão, antes de utilizá-lo para calibrar os medidores em operação.

6.4.5 O medidor-padrão deve ser calibrado com um fluido de massa específica, viscosidade e temperatura suficientemente próximas às do fluido medido pelo medidor em operação e com uma vazão igual à vazão usual do medidor em operação, com uma tolerância de  $\pm 10\%$ , para que o fator de calibração não apresente variação superior a  $0,05\%$  entre as condições de calibração do medidor padrão e as condições de calibração do medidor em operação. No caso em que um medidor padrão seja utilizado para calibração de diversos medidores em operação, com diferentes condições e diferentes vazões usuais de operação, devem ser feitas tantas calibrações do medidor padrão quantas forem necessárias para atender aos requisitos deste item para todos os medidores em operação.

6.4.6 O medidor padrão deve ser calibrado mensalmente, com intervalo de tempo entre calibrações sucessivas menores do que 60 dias. Calibrações menos freqüentes podem ser autorizadas pela ANP, em função do tempo de operação do medidor padrão e dos resultados históricos das calibrações.

6.4.7 A calibração do medidor padrão deve ser realizada efetuando-se e registrando-se testes, de forma que as maiores diferenças obtidas nos testes, para os fatores do medidor, sejam menores do que  $0,02\%$ , a saber:

- a) resultados de dois testes consecutivos, se for utilizado um tanque de calibração;
- b) resultados de cinco, de seis testes sucessivos, se for utilizado um provador de deslocamento mecânico.

6.4.8 Na calibração de um medidor em operação com um medidor padrão, este pode ser instalado a montante ou a jusante do medidor em operação, porém, sempre a montante de qualquer válvula reguladora de contrapressão ou válvula de retenção, associadas com o medidor em operação e à jusante de filtros e eliminadores de gás.

6.4.9 Os provadores em linha, de deslocamento mecânico, e os tanques de calibração devem ser calibrados, pelo menos uma vez a cada 5 anos, utilizando-se os procedimentos estabelecidos nas normas pertinentes e padrões rastreáveis ao INMETRO. Cópias dos relatórios de calibração, elaborados conforme o subitem 10.2 deste Regulamento, devem ser arquivadas para apresentação à ANP, quando for solicitado.

6.4.10 A calibração dos medidores fiscais em operação deve ser feita utilizando-se o fluido medido, nas condições usuais de medição, com desvios inferiores a  $2\%$  na massa específica e viscosidade,  $5^\circ\text{C}$  na temperatura e  $10\%$  na pressão e com a vazão usual de operação, com desvio inferior a  $10\%$ .

6.4.11 Para o cálculo do fator de calibração, do medidor em operação, devem ser consideradas as seguintes correções do volume medido, quando pertinente:

- a) Variação do volume do calibrador pela ação da pressão do fluido sobre as paredes do mesmo;
- b) Dilatação térmica do líquido de teste;
- c) Variação do volume do calibrador de deslocamento mecânico ou do tanque de calibração com a temperatura;
- d) Variação do volume do líquido de teste com a pressão.

6.4.12 A calibração de um medidor em operação com um tanque de calibração consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar dois testes sucessivos com uma diferença menor que 0,05% do volume do tanque de calibração. O fator de calibração deve ser calculado com base na média aritmética dos dois testes.

6.4.13 A calibração de um medidor em operação com um medidor padrão consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar três testes sucessivos, nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração, calculados, seja menor que 0,05%. O fator de calibração deve ser calculado com base na média aritmética dos três testes.

6.4.14 A calibração de um medidor em operação com um provador em linha consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar cinco de seis testes sucessivos nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração, calculados, seja menor que 0,05%. O fator de calibração é calculado com base na média aritmética dos cinco testes.

6.4.15 Deve ser considerada uma falha presumida do medidor fiscal quando a variação do fator de calibração, em relação ao da calibração imediatamente anterior, for maior que 0,25% ou quando não for possível obter resultados para determinação do fator de calibração, conforme os subitens 6.4.12, 6.4.13 e 6.4.14 deste Regulamento.

## 6.5 Amostragem e Análise de Propriedades do Petróleo

6.5.1 Nas medições de petróleo, devem ser coletadas amostras, para análises qualitativas e quantitativas, para determinação do teor de água e sedimentos, da massa específica, para cada medição ou período de medição, a serem usadas na correção dos volumes medidos e outros usos. Analisadores em linha podem ser utilizados para medir em forma contínua ou mais freqüente as propriedades do petróleo. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, com base nas análises de laboratório das amostras recolhidas.

6.5.2 Nas medições fiscais da produção de petróleo devem ser coletadas amostras, pelo menos uma vez por mês, para determinação do teor de enxofre, metais pesados, pontos de corte, para atendimento da Portaria nº 155 da ANP, de 21/10/1998.

6.5.3 A coleta de amostras deve atender às orientações dos seguintes documentos: Portaria do INPM nº 12/67 - Norma de Amostragem de Petróleo e Seus Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos.

ABNT

05800NB00418 75 Amostragem de Petróleo e Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos

0500NB00174 72 Norma Para Amostragem de Petróleo e Produtos Derivados

API - MPMS

Chapter 8, Sampling

Chapter 8.2, Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D4177)

Chapter 8.3, Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (ASTM D5854)

6.5.4 Os sistemas de amostragem em linha devem cumprir os seguintes requisitos:

- a) O ponto de amostragem deve estar localizado imediatamente a montante ou a jusante do medidor;
- b) O ponto de amostragem escolhido deve permitir que a amostra seja perfeitamente representativa do produto. Caso se comprove ser necessário, deve ser incluído um sistema de mistura para garantir a representatividade das amostras;
- c) O recipiente de coleta de amostras deve ser estanque e provido de um sistema de homogeneização das amostras.

6.5.5 As amostras obtidas pelos procedimentos de amostragem devem ser misturadas e homogeneizadas antes de se proceder às medições de propriedades e análises

6.5.6 Devem ser feitas as seguintes determinações e análises:

6.5.6.1 Determinação da massa específica do petróleo deve seguir as orientações dos seguintes documentos:

ABNT 14065/98 - Destilados de Petróleo e Óleos Viscosos - Determinação da Massa Específica e da Massa Específica Relativa Pelo Densímetro Digital.

ABNT 07148/MB00104/92 - Petróleo e Derivados - Determinação da Massa Específica - Método do Densímetro.

API -MPMS

Chapter 9, Density Determination

Chapter 9.1, Hydrometer Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products (ANSI/ASTM D 1298) (IP 160) Chapter 9.3, Thermohydrometer Test Method for Density and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products.

6.5.6.2 Determinação da fração volumétrica de água e sedimento, conforme um dos métodos dos seguintes documentos:

ABNT MB00038/72 - Determinação da Água e Sedimentos em Petróleos Brutos e Óleos Combustíveis - (Métodos de Centrifugação).

ABNT MB00294/66 - Método de Ensaio Para a Determinação de Sedimentos em Petróleos e Óleos Combustíveis - Método por Extração.

ABNT 14236/98 - Produtos de Petróleo e Materiais Betuminosos - Determinação do Teor de Água por Destilação

API MPMS

Chapter 10, Sediment and Water

Chapter 10.7, Standard Test Method for Water in Crude Oil by Karl Fischer Titration (Potentiometric) (ANSI/ASTM D4377) (IP 356)

6.5.6.3 Determinação do Ponto de Ebulição Verdadeiro conforme um dos métodos dos seguintes documentos:

ASTM D2892-98b Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15 - Theoretical Plate Column)

ASTM D5236-95 Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method)

6.5.6.4 Determinação do teor de enxofre conforme um dos métodos dos seguintes documentos:

ASTM D129-95 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method)

ASTM D1266-98 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method)

6.5.6.5 Determinação de metais pesados conforme um dos métodos dos seguintes documentos:

ASTM D5708-95a Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, and Iron in Crude Oils and Residual Fuels by Inductively Coupled Plasma (ICP) Atomic Emission Spectrometry

ASTM D5863-95 Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, Iron, and Sodium in Crude Oils and Residual Fuels by Flame Atomic Absorption Spectrometry

## 7. MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

### 7.1 Medição de Gás Natural em Linha

7.1.1 As medições de gás natural nos pontos de medição da produção devem utilizar placas de orifício, turbinas ou medidores tipo ultrassônico. Outros tipos de medidores podem ser utilizados se previamente autorizados pela ANP.

7.1.2 As medições de gás recebido num campo para elevação artificial ou injeção devem ser consideradas como medições fiscais.

7.1.3 Os sistemas de medição de gás devem ser instalados conforme documentos de referência e especificações dos fabricantes dos instrumentos de medição.

7.1.4 Não podem ser instalados contornos nos sistemas de medição de gás. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos.

7.1.5 Os sistemas de medição de gás devem ser operados com as vazões, entre a máxima e mínima, especificadas pelo fabricante.

7.1.6 Os instrumentos de medição de vazão, pressão diferencial e pressão e temperatura de fluxo devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com aquela necessária para se obter a incerteza especificada neste Regulamento. Quando esses requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.

7.1.7 Nas medições de gás natural com placas de orifício devem ser atendidos os requisitos dos seguintes documentos:

NBR ISO 5167-1 Medição de Vazão de Fluidos por Meio de Instrumentos de Pressão - Parte 1: Placas de Orifício, Bocais e Tubos de Venturi Instalados em Seção Transversal Circular de Conduitos Forçados.

ISO/TR 5168 Measurement of Fluid Flow - Evaluation of Uncertainties

ISO/TR 9464 Guidelines for The Use of ISO 5167-1:1991

API - MPMS

Chapter 14.2, Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases (A.G.A. Report nº 8)

Chapter 14.3, Part 1, Concentric, Square-Edged Orifice Meters (A.G.A. Report nº 3) (GPA 8185-90)

Chapter 14.3, Part 2, Specification and Installation Requirements, Reaffirmed May 1996 (ANSI/API 2530)

Chapter 14.3, Part 3, Natural Gas Applications.

7.1.8 Nas medições de gás com turbinas devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento:

AGA

Measurement of Gas by Turbine Meters, A.G.A. Report nº 7.

7.1.9 Nas medições de gás com medidores ultrassônicos devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento:

AGA

Report nº 9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters

7.1.10 Os sistemas de medição fiscal de gás devem ser projetados, calibrados e operados de forma que a incerteza de medição seja inferior a 1,5%. Os demais sistemas de medição devem ter uma incerteza de medição inferior a 3%.

7.1.11 Os sistemas de medição fiscal de gás natural devem incluir dispositivos para compensação automática das variações de pressão estática e de temperatura. A compensação deve incluir as variações do coeficiente de compressibilidade do gás decorrentes das variações de pressão e temperatura.

7.1.12 As variações na composição do gás, registradas durante as análises periódicas, conforme o subitem 7.3 deste Regulamento, devem ser compensadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subseqüentes.

7.1.13 Os sistemas de medição fiscal de produção de gás natural, cuja vazão máxima seja inferior a 5.000 m<sup>3</sup> por dia, podem prescindir dos dispositivos de correção automática de pressão e temperatura, devendo ser registradas a pressão e a temperatura utilizadas no cálculo da vazão junto com a temperatura média do gás no período, determinada por no mínimo três leituras diárias. A incerteza de medição nestes sistemas deve ser inferior a 3%.

7.2 Calibração e Inspeção de Medidores de Gás Natural

7.2.1 Os medidores de gás devem ser calibrados segundo os critérios da norma NBR ISO 10012-1, com intervalo inicial entre calibrações sucessivas não superiores há 60 dias para medidores fiscais e não superior a 90 dias para outros medidores.

7.2.2 Os padrões de referência, os padrões de trabalho e os equipamentos utilizados para a calibração dos instrumentos de medição e sistemas de medição devem atender às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento.

7.2.3 Os medidores de gás do tipo turbina e medidores do tipo ultrassônico devem ser calibrados com uma vazão igual à vazão usual de operação, com uma exatidão de medição de  $\pm 10\%$ . Devem ser calibrados os instrumentos de pressão e temperatura utilizados para compensação de pressão e temperatura, devendo a exatidão das medições estar dentro dos limites para se obter uma incerteza, no resultado da medição, menor que a especificada neste Regulamento.

7.2.4 Nas medições com placas de orifício, devem ser calibrados os instrumentos de pressão diferencial, pressão e temperatura de fluxo, devendo a exatidão das medições de pressão diferencial, pressão e temperatura estar dentro dos limites para se obter uma incerteza, no resultado da medição, inferior à especificada neste Regulamento. Se as exatidões de medição estiverem fora dos limites, os instrumentos devem ser regulados ou ajustados.

7.2.5 As placas de orifício utilizadas na medição fiscal de gás natural devem ser inspecionadas anualmente para verificar se estão dentro das tolerâncias dimensionais, conforme normas aplicáveis. Os trechos de medição, das medições fiscais, devem ser inspecionados, interna e externamente, a cada três anos, para

determinação das dimensões dos tubos e da rugosidade interna dos mesmos, que devem estar dentro dos limites estabelecidos pelas normas aplicáveis.

### 7.3 Amostragem e Análise de Gás Natural

7.3.1 Nos pontos de medição fiscal da produção de gás natural, devem ser tomadas amostras para análise, pelo menos uma vez por mês. Podem ser utilizados analisadores em linha para medição das propriedades e composições com maior frequência. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, pela análise de laboratório das amostras coletadas. A amostragem de gás natural deve atender aos requisitos dos seguintes documentos:

API -MPMS

Chapter 14.1, Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.

7.3.2 As amostras de gás devem ser analisadas qualitativa e quantitativamente para se obter a composição do gás, a massa específica, o poder calorífico, os teores de gases inertes e contaminantes, para o atendimento da Portaria ANP nº 41, de 15/04/1998, para correções nas medições dos volumes e para outros usos. Devem ser utilizados os métodos descritos nos seguintes documentos:

ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography

ASTM D 3588 Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels

ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers

ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence

ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5

ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C8 - Gas Chromatography Method

## 8. APROPRIAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

### 8.1 Medições Compartilhadas

8.1.1 Os sistemas de medição compartilhada das produções de dois ou mais campos devem ser autorizados pela ANP, antes do início da produção. A documentação para autorização deve incluir uma descrição detalhada dos métodos de apropriação da produção a cada campo e dos sistemas de medição para apropriação dos utilizados.

8.1.2 Nos sistemas de medição compartilhada, a produção de cada campo deve ser determinada por apropriação, com base na produção medida em medidores de apropriação ou estimada com base nos testes dos poços de cada campo e no tempo de produção de cada poço no mês.

### 8.2 Medições para Apropriação

8.2.1 As medições para apropriação da produção de petróleo devem cumprir os requisitos para as medições fiscais, com as seguintes exceções:

8.2.1.1 O petróleo pode ser não estabilizado e conter mais de 1% em volume de água e sedimentos.

8.2.1.2 Nas medições em tanques, os sistemas automáticos de medição de nível devem ser calibrados semestralmente por trenas verificadas pelo INMETRO, em três níveis, a saber: próximos do nível máximo, médio e mínimo. As discrepâncias entre a medição com trena e a medição com o sistema de medição automática devem ser menores que 12 mm.

8.2.1.3 Nas medições em tanque de volumes de produção de petróleo menores que 50 m<sup>3</sup>/dia, com tanques de capacidade menor que 100 m<sup>3</sup>, a arqueação do tanque pode ser efetuada por procedimento simplificado, baseado nas dimensões principais do mesmo. Nestas medições é permitida a utilização de medição de nível por régua externa ao tanque, com precisão de (20 mm, incluídos os erros de leitura devidos à posição do observador

8.2.1.4 Os medidores em linha devem ser projetados, operados e calibrados para se obter uma classe de exatidão 1.0, conforme OIML R 117. Os medidores devem ser calibrados com intervalos não superiores há 90 dias. A ANP pode autorizar intervalos maiores entre calibrações sucessivas, com base no registro histórico das calibrações.

8.2.1.5 Na calibração dos medidores em linha, conforme subitens 6.4.12, 6.4.13 e 6.4.14, a diferença entre os valores do fator do medidor, nos diferentes testes, não deve ser superior a 0,4%.

8.2.2 Nas medições para apropriação da produção de petróleo não estabilizado, deve ser considerado o fator de encolhimento devido à liberação de vapores após a medição, quando da estabilização do petróleo. No caso em que esses vapores forem recuperados na unidade de tratamento, deve ser computada a produção de gás, estimada com base no volume de óleo e a RGO do petróleo nas condições de medição para apropriação.

8.2.3 Os fatores de encolhimento, a RGO e os fatores de correção para a produção de gás, quando utilizados na determinação de volumes de produção, devem ser determinados mensalmente com intervalos não superiores há 42 dias, conforme métodos das normas aplicáveis.

8.2.4 Quando houver água livre no petróleo, medido nas condições de tanque, o seu volume deve ser determinado por decantação e nas medições em linha, através de analisador de fração total de água ou da obtenção de amostras representativas.

8.2.5 As medições para apropriação da produção de gás devem atender aos requisitos das medições fiscais de gás, com as seguintes diferenças:

8.2.5.1 A incerteza de medição deve ser menor que 2%.

8.2.5.2 As análises de gás devem ser trimestrais.

8.2.5.3 Para sistemas de medição com vazão máxima inferior a 5.000 m<sup>3</sup> por dia, aplicam-se os critérios do subitem 7.1.13 deste Regulamento.

8.2.6 Nas medições para apropriação da produção de gás natural, devem ser considerados os fatores de correção devidos à separação de componentes e à condensação após a medição, quando do condicionamento do gás. Os fatores de correção devem ser calculados com base na medição direta dos volumes separados ou das composições das correntes e balanço de material das unidades de condicionamento. Os volumes de condensado devem ser apropriados como produção de petróleo.

8.2.7 As medições para apropriação devem atender aos requisitos do seguinte documento:

API –MPMS

Chapter 20, Allocation Measurement of Oil and Natural Gas

Chapter 20.1, Allocation Measurement

8.3 Testes de Poços

8.3.1 Nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados para apropriação da produção a um campo, cada poço em produção deve ser testado mensalmente, com um intervalo entre testes sucessivos não superior a 42 dias, ou

sempre que houver mudanças nas condições de operação, ou quando forem detectadas variações na produção.

8.3.2 Nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados somente para apropriação da produção aos poços, cada poço em produção deve ser testado com um intervalo entre testes sucessivos não superior a 90 dias, ou sempre que houver mudanças nas condições de operação, ou quando forem detectadas variações na produção.

8.3.3 Os testes devem ser realizados utilizando-se separadores de testes ou tanques de teste. Outros métodos de teste devem ser previamente aprovados pela ANP.

8.3.4 As condições de teste devem ser iguais às condições usuais de operação. Quando isto não for possível, as vazões obtidas devem ser corrigidas para as condições usuais de operação.

8.3.5 Os testes devem ter uma duração de pelo menos quatro horas, precedidas de um tempo de produção nas condições de teste, não inferior à uma hora, para a estabilização das condições operacionais.

8.3.6 Nos testes devem ser medidos os volumes de petróleo, gás natural e água produzida. A medição de gás pode ser estimada quando a ANP houver autorizado a ventilação ou a queima do gás natural produzido no campo, ou ainda tratar-se de um poço de gas lift intermitente. A medição da água pode ser estimada quando não houver produção de água livre ou quando assim for autorizado pela ANP. A produção de água deve ser determinada, neste caso, através da medição do conteúdo, medição de água e sedimentos no fluido produzido.

8.3.7 Os sistemas de medição utilizados para os testes de poços devem atender aos requisitos dos sistemas de medição para apropriação.

8.3.8 Devem ser elaborados relatórios de teste de poços, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento

#### 8.4 Apropriação da Produção aos Poços e Campos

8.4.1 A produção medida nos pontos de medição deve ser apropriada aos poços do campo, com base nos testes dos poços.

8.4.1.1 A produção apropriada a cada poço será igual ao volume total de produção do campo, multiplicado pelo potencial de produção corrigido do poço e dividido pelo potencial de produção corrigido do campo.

8.4.1.2 Este critério será utilizado para apropriação da produção de petróleo e de gás natural.

8.4.2 A apropriação da produção medida num ponto de medição compartilhado por dois ou mais campos, quando feita com base nos testes de poços, deve considerar o seguinte:

8.4.2.1 Calcular o potencial de produção corrigido de todos os campos cuja produção é medida no ponto de medição, que é igual à soma dos potenciais corrigidos da produção dos poços de todos os campos envolvidos.

8.4.2.2 Apropriar a produção a cada poço, que é igual ao potencial de produção corrigido do poço multiplicado pela produção total de todos os campos que compartilham o ponto de medição e dividido pela soma dos potenciais de produção corrigidos de todos os campos.

8.4.2.3 A produção apropriada a cada campo é igual à soma das produções apropriadas aos poços desse campo.

8.4.3 A produção deve ser apropriada mensalmente, com base no último teste de produção de cada poço. Deve ser verificado se os tempos de produção de todos os poços referem-se ao mesmo período de um mês gregoriano.

8.4.4 Quando são feitas medições para apropriação da produção, medida num ponto de medição compartilhado, a produção apropriada a cada campo é igual ao volume total de produção, multiplicado pelo volume medido na(s) respectiva(s) medição(ões) para apropriação e dividido pela soma dos volumes medidos em todas as medições para apropriação dos campos que compartilham o ponto de medição. A apropriação da produção aos poços deve ser feita para cada campo conforme subitem 8.4.1 deste Regulamento, utilizando o valor de produção apropriado para o campo como volume total da produção do campo.

## 9. MEDIÇÕES PARA CONTROLE OPERACIONAL DA PRODUÇÃO, MOVIMENTAÇÃO E TRANSPORTE, IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

9.1 As principais variáveis de processo dos sistemas de produção, movimentação e transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural para processamento devem ser medidas e registradas de forma a permitir o acompanhamento operacional.

9.2 Os instrumentos e sistemas de medição utilizados nas medições para controle operacional devem ser adequados para as medições e compatíveis com as condições operacionais. As medições nos pontos de transferência de custódia de petróleo e gás natural devem atender, como mínimo, aos requisitos para medições fiscais, conforme este Regulamento.

9.3 Os instrumentos dos sistemas de medição para controle operacional devem ser, periodicamente, submetidos à verificação ou calibração, conforme um programa a ser apresentado à ANP.

9.4 Devem ser medidos os seguintes volumes:

9.4.1 Volumes de petróleo e gás natural utilizados como combustíveis ou qualquer outra utilização dentro do campo. A medição desses volumes por estimativa deve ser previamente aprovada pela ANP. Essas medições devem obedecer aos requisitos de medições para apropriação.

9.4.2 Volumes totais de gás utilizado para elevação artificial e destinado a injeção nos poços.

9.4.2.1 A apropriação de volumes de gás para elevação artificial ou injetados nos poços, utilizando instrumentos dedicados ou através de testes, deve ser feita de acordo com o procedimento usado para apropriação da produção, conforme subitem 8.4 deste Regulamento.

9.4.3 Volumes de gás ventilado ou queimado em tochas. A estimativa destes volumes por balanço ou outros procedimentos deve ser previamente autorizada pela ANP.

9.4.4 Volumes totais de água produzida, injetada nos poços e descartada.

9.4.4.1 A apropriação de volumes de água produzida e injetada em cada poço, através de instrumentos dedicados ou de testes periódicos, deve ser feita de acordo com o procedimento utilizado para apropriação da produção, conforme subitem 8.4 deste Regulamento.

9.4.5 Volumes de petróleo armazenado em estocagens intermediárias dos sistemas de produção.

9.4.6 Volumes de petróleo armazenado em terminais dos sistemas de transporte.

9.4.7 Volumes de petróleo e gás natural transportados.

9.4.8 Volumes de gás natural para processamento.

9.4.9 Volumes de gás natural armazenado em sistemas de armazenamento.

## 10. PROCEDIMENTOS OPERACIONAIS

### 10.1 Procedimentos em Caso de Falha dos Sistemas de Medição

10.1.1 A falha real ou presumida de um sistema de medição pode ser detectada:

10.1.1.1 Durante a operação, se o sistema apresentar problemas operacionais ou fornecer resultados errôneos ou forem comprovadas regulagens ou ajustes não autorizados;

10.1.1.2 Durante a calibração, se o sistema apresentar erros ou variações na calibração acima dos limites ou se os instrumentos não puderem ser calibrados.

10.1.2 Quando for detectada uma falha num medidor, o mesmo deve ser retirado de operação para regulagem ou ajuste e calibração e substituído por outro calibrado. A produção, entre o momento da falha e a saída de operação, será estimada com base na produção média horária antes da falha. Quando a falha for detectada durante a calibração periódica, a produção afetada é considerada a produção desde a calibração precedente ou durante os 21 dias imediatamente anteriores à calibração.

10.1.3 A ANP deve ser notificada, por escrito, dentro de 48 horas, da ocorrência de uma falha no sistema de medição fiscal da produção, assim como de quaisquer outros incidentes operacionais que vierem a causar erro na medição ou quando houver interrupção total ou parcial da medição. A notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados.

### 10.2 Relatórios de Medição, Teste, Calibração e Inspeção

10.2.1 Todas as medições, análises e cálculos efetuados para a determinação da produção fiscal de um campo devem ser registrados em relatórios de produção. Os relatórios de produção devem cobrir um carregamento ou um dia de produção, o que for menor. Quando for efetuada uma medição em tanque de produção de petróleo, correspondente a mais de um dia, o volume medido deve ser apropriado aos dias de produção, proporcionalmente ao tempo de produção em cada dia.

10.2.2 O modelo dos relatórios da medição fiscal e da medição para o controle operacional da produção deve ser apresentado para aprovação da ANP. No caso de relatórios elaborados por meios eletrônicos, estes devem conter todas as fórmulas de cálculo utilizadas.

10.2.3 Todas as medições, análises e cálculos efetuados para determinação das medições para controle operacional das demais atividades devem ser registrados em relatórios com este fim.

10.2.4 Os relatórios de medição fiscal e para apropriação devem incluir, pelo menos:

- a) Nome do concessionário ou autorizatário;
- b) Identificação do campo ou da instalação;
- c) Data e hora de elaboração do relatório;
- d) Período de produção ou da movimentação do fluido;
- e) Identificação dos pontos de medição;
- f) Valores registrados (totais, níveis, temperaturas, pressões);
- g) Volumes brutos, brutos corrigidos e líquidos de produção ou movimentação;
- h) Resultados das análises de laboratório;
- i) Fatores de correção com os parâmetros e métodos empregados para sua determinação;
- j) Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior.

10.2.5 Devem ser elaborados relatórios dos testes de produção dos poços, imediatamente após a finalização dos testes. Os relatórios de testes de poços devem incluir, pelo menos:

- a) Nome do concessionário;
- b) Identificação do campo;
- c) Data e hora de elaboração do relatório;
- d) Identificação do poço;
- e) Identificação dos equipamentos e sistemas de medição utilizados no teste;
- f) Data e hora de alinhamento do poço para teste;
- g) Data e hora de início do teste;
- h) Data e hora de finalização do teste;
- i) Valores medidos (volumes, pressões, temperaturas, níveis) no início, a cada hora e no fim do teste;
- j) Volumes brutos, brutos em condições padrão e volumes líquidos da produção de petróleo, gás e água;
- k) Resultados das análises de propriedades do petróleo, gás e água;
- l) Fatores de correção utilizados, parâmetros e métodos de cálculo dos mesmos;
- m) Volumes de produção diária de petróleo, gás e água;
- n) Vazões de teste de petróleo, gás e água;
- o) Razão gás/petróleo;
- p) Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior.

10.2.6 Devem ser emitidos relatórios de calibração de todos os instrumentos e sistemas de medição. Os relatórios devem ser elaborados imediatamente após a calibração e devem incluir informações para verificar a rastreabilidade ao INMETRO, dos instrumentos e sistemas de calibração.

10.2.7 Devem ser emitidos relatórios de inspeção de tanques e sistemas de medição.

10.2.8 Os relatórios de medição, teste e calibração devem ser arquivados por 5 anos, estando à disposição para exame, pela ANP ou seus representantes.

### 10.3 Inspeções

10.3.1 A ANP tem acesso livre, a qualquer tempo, às instalações de petróleo e gás natural para inspeção dos sistemas de medição, verificação das operações e dos relatórios de medição.

10.3.2 As inspeções podem incluir, mas não se limitam a:

- a) Verificação se os sistemas de medição estão instalados conforme normas e regulamentos aplicáveis e conforme as recomendações dos fabricantes;
- b) Inspeção do estado dos sistemas e instrumentos de medição;
- c) Verificação dos selos e as respectivas planilhas de controle;
- d) Acompanhamento de inspeções de tanques e sistemas de medição;
- e) Acompanhamento de calibração de sistemas e instrumentos;
- f) Acompanhamento de operações de medição;
- g) Acompanhamento de testes de produção;
- h) Verificação dos cálculos dos volumes;
- i) Acompanhamento das operações de amostragem e análise de laboratório;
- j) Verificação dos relatórios de medição, teste e calibração.

10.3.3 Todos os instrumentos, equipamentos e pessoal necessários para as inspeções devem ser providos pelo concessionário, sem ônus para a ANP.

10.3.4 Quando a ANP solicitar a realização de inspeções que impliquem em operações não rotineiras, o concessionário deve providenciar a realização das mesmas dentro de 2 dias úteis da solicitação da ANP. Quando a inspeção incluir o acompanhamento de operações programadas, tais como calibração de sistemas de medição ou teste de poços, a ANP indicará a sua intenção de inspecionar tais

operações. O concessionário confirmará a data e hora de realização das operações com, pelo menos, 7 dias de antecedência.

## 11. SELAGEM DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO FISCAL

11.1 Os sistemas de medição fiscal da produção de petróleo e gás natural devem ser protegidos contra acesso não autorizado, de forma a evitar dano, falha ou perda de calibração dos instrumentos e componentes do sistema.

11.2 Devem ser instalados selos para evitar acesso não autorizado às operações que possam afetar o desempenho dos instrumentos e dos sistemas de medição. Para operações realizadas através de programação, devem ser incluídas palavras-chave ou outros meios para impedir o acesso não autorizado aos sistemas e programas de configuração, ajuste e calibração.

11.3 Devem ser selados os sistemas de amostragem automática para impedir a descaracterização das amostras.

11.4 As válvulas dos tanques devem ser providas de selos, conforme subitem 6.1.6 deste Regulamento.

11.5 Deve ser elaborado um plano de selagem para cada sistema de medição, relacionando todos os selos instalados em instrumentos, válvulas e outros dispositivos, a função de cada selo e as operações para as quais é necessária a sua remoção.

11.6 Os selos devem ser numerados. Deve ser elaborado um registro de todos os selos utilizados, indicando a localização, a data e hora de instalação e remoção de cada um deles. O registro deve ser mantido permanentemente atualizado e disponível na instalação de produção para inspeção pela ANP ou por seus representantes autorizados.

O registro deve conter, pelo menos:

- a) Nome do concessionário;
- b) Identificação da concessão e do campo;
- c) Relação de todos os pontos de instalação de selos, com o número do selo instalado em cada um deles e a data e a hora de instalação;
- d) Histórico das operações de remoção e instalação de selos, com data e hora, identificação.