

LUARA MORENO DE ASSIS

**PROJEÇÕES DE OFERTA E DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL
E SOLUÇÕES DE TRANSPORTE**

São Paulo

2015

LUARA MORENO DE ASSIS

**PROJEÇÕES DE OFERTA E DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL
E SOLUÇÕES DE TRANSPORTE**

Trabalho de Formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo para a obtenção do diploma de
Engenheira de Petróleo

Orientadora: Profª. Dra. Hirdan Katarina
de Medeiros Costa

São Paulo

2015

Catálogo-na-publicação

de Assis, Luara Moreno

Projeções de oferta e demanda de gás natural no Brasil e soluções de transporte / L. M. de Assis -- São Paulo, 2015.

47 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo.

1.Gás Natural (Distribuição) 2.Gasodutos 3.Mercado Futuro
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo II.t.

Ao meu irmão, que ainda vive dentro de mim.

AGRADECIMENTOS

Às minhas primeiras referências acadêmicas: Profa. Adriana por me apresentar a beleza da matemática e ao corpo docente da Poliedro por me mostrar que nada é difícil demais para a mente humana, noção que me encorajou durante todo o percurso até aqui.

À minha orientadora Profa. Dra. Hirdan Costa por me ajudar a construir tal trabalho, ao Prof. Dr. Edmilson Santos por sempre nos instigar sobre a importância do uso de gás natural, ao Instituto de Energia e Meio Ambiente por promover um ambiente rico aos alunos que buscam estudar o desenvolvimento sustentável no Brasil e finalmente ao PRH-04 que faz nosso trabalho ser possível.

Aos amigos e amigas que aqui encontrei, e que fizeram de mim uma pessoa muito melhor do que era antes, e ao time Poli Athena Rugby, porque isso é o rugby, o rugby é isso.

Por fim a Escola Politécnica, por fazer de mim mais do que uma estudante, uma engenheira; e mais do que tudo à minha família por seu apoio incondicional, espero um dia ser merecedora de tal.

"Only a life lived for others is a life worthwhile."

Albert Einstein

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo estudar e comparar diferentes bancos de dados de projeções de oferta e demanda de gás natural para o mercado brasileiro, focando principalmente em como a alta produção de gás associado do pré-sal pode alterar o setor energético brasileiro e quais ajustes devem ser feitos no quadro de infraestrutura, a fim de viabilizar o uso do gás natural.

A metodologia consiste em realizar o levantamento das projeções de oferta e consumo de gás natural a partir de fontes internacionais: *International Energy Outlook 2013*, e *World Energy Outlook 2013*; e de fonte nacional: Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE2022) — fazendo uma comparação com o Plano Decenal de Expansão de Malha de Transporte Dutoviário 2022 (PEMAT2022) —, a fim de avaliar a capacidade de transporte de gás no cenário futuro. Além disso, foi feita uma abordagem histórica de *flaring* no Brasil e uma revisão do termo adotado pela Petrobras, conhecido como "Zero Queima", discutindo o modo como esses fatores criam a necessidade de uma solução de escoamento de gás natural.

Finalmente, alguns casos de gasodutos virtuais foram estudados, GNC (gás natural comprimido) e GNL (gás natural liquefeito), que sugerem o uso de tais tecnologias no mercado regional de gás natural brasileiro.

Palavras-Chave : Projeção de Gás Natural. Queima de Gás. Gasoduto Virtual. Infraestrutura brasileira.

ABSTRACT

This work aims to study and compare different projection data basis of natural gas demand and supply to the Brazilian market, focusing mainly on how the high production of associated gas from the pre-salt might change the Brazilian energy sector and what adjustments should be made in the infrastructure framework in order to make the use of the gas viable.

The methodology consists in survey the supply and consumption of natural gas data projections from international sources: International Energy Outlook 2013, and World Energy Outlook 2013; and from national source: Ten Year Plan to Energy Expansion 2022 (PDE2022) — making a comparison with the Ten Year Plan to Pipeline Transport Net Expansion 2022 (PEMAT2022) — in order to assess the gas transport capacity in the future scenario. Furthermore it was made a Brazilian flaring historic approach and a review of term adopted by Petrobras, known as "Zero Flaring", discussing the way these factors create the need for a natural gas flow solution.

Finally, some virtual pipeline cases were studied, either CNG (compressed natural gas) and LNG (liquefied natural gas), to suggest the use of such technologies in the Brazilian regional market.

Keywords: Natural Gas Projection. Flaring. Virtual Pipelines. Brazilian Infrastructure.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Projeção de Produção de Gás Natural por Campo pela Visão da <i>International Energy Agency</i>	16
Figura 2 - Consumo de Gás Natural por Setor na América do Sul e Central pela Visão da U.S. Energy Information Administration.....	18
Figura 3 - Demanda de Gás Natural no Brasil por Setor pela Visão da <i>International Energy Agency</i>	20
Figura 4 - Consumo de Gás Natural por Setor pela Visão da Empresa de Pesquisa e Energia	22
Figura 7 - Histórico da Parcela de Gás Natural Queimado ou Ventilado no Brasil	26
Figura 5 - Projeção de Produção de Gás Natural Brasileiro Anual por Fonte de Dados	28
Figura 6 - Projeção de Consumo de Gás Natural no Brasil Anualmente por Fonte de Dados	28
Figura 8 - Mapa da Localização da Formação <i>Bakken Shale</i>	30
Figura 9 - Produção Mensal de Gás Natural em Dakota do Norte (Janeiro de 2000 a Janeiro 2014)	31
Figura 10 - Mapa de Distribuição de GNL pela GasLocal	33
Figura 11 - Mapa do Projeto do Gasoduto Brasil Central	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Produção de Gás Natural no Brasil pela Visão da <i>US Energy Information Administration</i>	15
Tabela 2 - Projeção de produção de gás natural pela visão da Empresa de Pesquisa Energética.	17
Tabela 3 - Avaliação de Alternativas de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário Brasileira	24

LISTA DE SIGLAS

bmc	bilhões de metros cúbicos
E&P	Exploração e Produção
<i>EIA</i>	<i>U.S Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
<i>IEA</i>	<i>International Energy Agency</i>
<i>IEO</i>	<i>International Energy Outlook</i>
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNC	Gás Natural Comprimido
GNV	Gás Natural Veicular
m ³ /d	metros cúbicos por dia
MME	Ministério de Minas e Energia
PDE	Plano Decenal de Energia
PEMAT	Plano de Extensão da Malha de Transporte Dutoviário
<i>WEO</i>	<i>World Energy Outlook</i>
tpc	trilhões de pés cúbicos

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1 Contexto	13
1.2 Objetivos	13
1.3 Metodologia	14
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1 Projeções de Oferta de Gás Natural no Brasil.....	15
2.1.1 <i>International Energy Outlook – IEO 2013</i>	15
2.1.2 <i>World Energy Outlook - WEO 2013</i>	15
2.1.3 Plano Decenal de Energia - PDE 2022	17
2.2 Projeções de Demanda de Gás Natural no Brasil.....	17
2.2.1 <i>International Energy Outlook 2013</i>	17
2.2.2 <i>World Energy Outlook 2013</i>	18
2.2.3 Plano Decenal de Energia 2022.....	20
2.3 Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário 2022	22
2.4 <i>Flaring</i> no Brasil e a "Queima Zero"	25
2.5 Gasodutos Virtuais	26
3. RESULTADOS E DISCUSSÕES	28
3.1.Comparação das Projeções de Oferta e Demanda de Gás Natural e o PEMAT 2022	28
3.2 Discussão sobre <i>Flaring</i> e Estudos de Caso de Gasodutos Virtuais	29
3.2.1 Estudo de Caso - Formação <i>Bakken Shale</i> - Dakota do Norte, EUA	30
3.2.2 Estudo de Caso - Gasoduto Brasil Central	32
4. CONCLUSÕES	34
5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	35
ANEXOS	37

Anexo A- Portaria ANP n° 249, de 1º.11.2000 - DOU 3.11.2000	37
Anexo B - Mapa das Áreas de Distribuição de Gás Canalizado.....	46
B1. Outubro 2014	46
B2. Setembro 2015	47

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

A infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil, historicamente, apresenta diversos gargalos que resultou em grandes volumes de gás queimado em *flares* de produção¹ e ventilado². Atualmente, os níveis de descarte de gás estão estáveis devido a implantação de regulamentação específica e de planos de controle de *flaring*. No entanto, manter tal padrão de descarte no futuro não será simples, o volume de gás associado produzido tende a crescer significativamente nos próximos anos e com ele novas opções de transporte deverão ser abordadas.

O Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário -PEMAT 2022 é o estudo que prevê a elegibilidades da construção de novos gasodutos de transporte no próximo decênio. Todavia, seus resultados geram uma grande preocupação, visto que praticamente nenhuma das opções estudadas atendeu aos requisitos. Desta forma as previsões de produção de gás e de expansão da malha geram um paradoxo, que poderá resultar em uma crise de escoamento seguida de um incremento do volume de gás queimado em *flare*.

1.2 Objetivos

O presente trabalho busca provar a hipótese de uma futura crise de escoamento de gás natural, ressaltando suas possíveis consequências ambientais e analisando soluções de prevenção e remediação para tal crise.

O uso de gasodutos virtuais foi a solução estudada e, nesse contexto, o trabalho também tenta provar a eficácia na utilização de diferentes modais de transporte no aquecimento do mercado regional de gás natural e sua importância na mitigação de uma possível crise de *flaring*.

¹ *Flare* de produção é uma grande tocha que fica constantemente acesa em plataformas de petróleo, é um mecanismo de segurança por onde se queima o gás e óleo produzidos em situações onde estes não serão aproveitados para comercializar.

² O gás pode ser descartado na atmosfera após a queima nos *flares*, isto é, após ser convertido em CO₂, ou pode ser ventilado para a atmosfera diretamente, em sua forma primitiva, geralmente CH₄.

1.3 Metodologia

A primeira parte da metodologia consiste em levantar os dados de projeções para a oferta e demanda de gás natural de fontes internacionais correspondentes a: *International Energy Outlook 2013* e *World Energy Outlook 2013*; e de fonte nacional referentes ao: Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 (PDE2022) — comparativamente ao Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário 2022 (PEMAT2022), a fim de questionar a capacidade de transporte de gás brasileira no cenário futuro.

Nessa primeira parte da metodologia, utilizou-se Croso (2014) como literatura para replicar a metodologia de comparação das projeções. Com isso, pretende-se testar a base de dados e de análise de Croso (2014).

A segunda parte da metodologia diz respeito à abordagem do histórico de *flaring* no Brasil, suas implicações e ao termo de compromisso adotado pela Petrobrás conhecido como "Queima Zero".

A última parte da metodologia busca provar a hipótese de que gasodutos virtuais: transporte e distribuição de gás natural via GNC (gás natural comprimido) e GNL (gás natural liquefeito) são capazes de desenvolver mercado consumidor e atrair investimentos posteriores em gasodutos tradicionais, além de serem uma boa opção para solucionar uma crise de infraestrutura.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Projeções de Oferta de Gás Natural no Brasil

2.1.1 *International Energy Outlook – IEO 2013* ³

O *IEO 2013* prevê que a produção de gás natural anual brasileira aumentará mais de seis vezes, de 0,4 trilhões de pés cúbicos (tpc) em 2010 para 2,8 tpc em 2040, a uma taxa média de crescimento anual de 6,3% (ver Tabela 1). Para tal estimativa, foram levadas em consideração as recentes descobertas de petróleo e gás natural no pré-sal da Bacia de Santos, especialmente no campo de Tupi, que pode conter entre 5 e 7 trilhões de pés cúbicos de gás natural recuperável.

Além disso, o *IEO 2013* ressalta que gargalos de infraestrutura no passado dificultaram o transporte de gás natural a partir desses campos à rede de gasodutos de 4.000 milhas do país. Porém, a Petrobras já concluiu 870 milhas do Gasoduto de Interligação Sudeste-Nordeste (GASENE), que conecta a oferta *offshore* do sudeste com campos do nordeste. Somado a isso, foram construídos recentemente três novos terminais de GNL: o terminal de Pecém, no Nordeste, o terminal da Baía de Guanabara, no Sudeste e o terminal na Baía de Todos os Santos no estado da Bahia com uma capacidade combinada de escoamento de 1,2 tpc por dia.

Tabela 1- Produção de Gás Natural no Brasil pela Visão da *US Energy Information Administration*

Produção Anual	Histórico	Projeções						Variação média anual (%), 2010-2040
Ano	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	
(trilhões de pés cúbicos)	0,4	1,0	1,4	1,8	2,0	2,4	2,8	6,3

Fonte: *EIA* (2013).

2.1.2 *World Energy Outlook – WEO 2013* ⁴

O *WEO 2013* relembra a trajetória do gás natural no Brasil, que há muito tempo permanece à sombra da produção de petróleo nas prioridades brasileiras.

³ fonte: *US Energy Information Administration (EIA)*

⁴ fonte: *International Energy Agency (IEA)*

Os incentivos para o desenvolvimento da comercialização de gás foram inicialmente silenciados pelo mercado interno limitado a este energético. Isso significa que o gás associado em águas profundas era mais um estorvo do que uma oportunidade.

A *International Energy Agency - IEA* vê um enorme potencial para aproveitar a oferta adicional de gás associado da bacia de Santos. Embora, ainda existam grandes incertezas sobre quanto desse gás será imediatamente reinjetado de volta para os reservatórios. Além disso, o *WEO 2013* enxerga sinais de um novo dinamismo *onshore*, com empresas à procura de oportunidades produtivas para trazer o gás para o mercado ou para se criar mercados locais de gás junto a futuras descobertas, onde houver viabilidade.

No cenário adotado pelo *WEO 2013*, o Brasil coloca-se firmemente no mapa como um grande produtor de gás, passando a produzir anualmente de 18 bilhões de metros cúbicos (bmc) em 2012 para 38 bmc em 2020, e 92 bmc em 2035 (vide Figura 1).

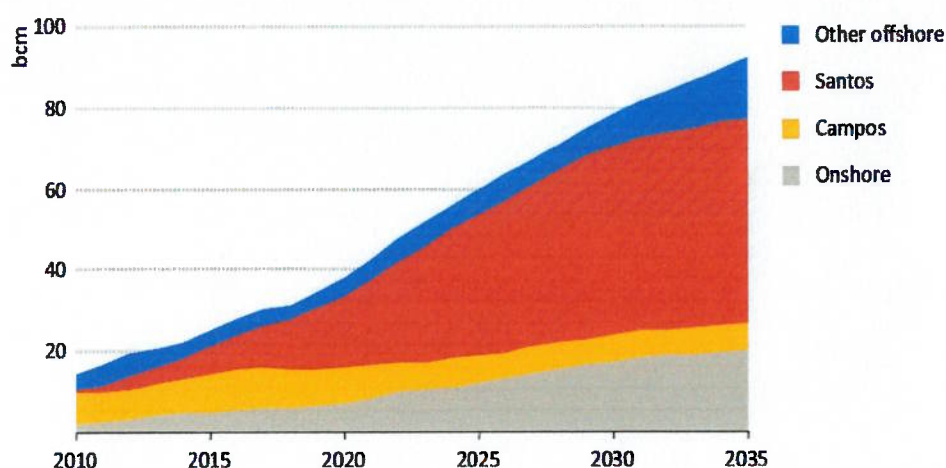


Figura 1- Projeção de Produção de Gás Natural por Campo pela Visão da *International Energy Agency*

Fonte: IEA(2013).

Nota: Os valores apresentados são para a produção de gás comercializado. Não incluindo gás reinjetado ou descartado em *flare*.

2.1.3 Plano Decenal de Energia - PDE 2022 ⁵

As previsões de produção do PDE 2022 representam produções potenciais de petróleo e gás natural dentro do território nacional. Ao longo do período estudado, o comportamento do mercado consumidor não é considerado explicitamente nesse estudo. Assim, a produção potencial do PDE 2022 poderá superar a demanda estimada.

Para a produção potencial, o PDE 2022 considerou a realização de todas as etapas (técnicas) da cadeia produtiva do petróleo e do gás natural, assim como levou-se em conta as estimativas de volumes mínimos econômicos e de tempos médios previstos para cada etapa até as unidades de processamento. Em suma, a produção potencial se refere à produção condicionada, ou seja, trata-se de hipótese plausível considerando a existência mercado consumidor e/ou de infraestrutura. As previsões de produção também consideram restrições quanto à oferta de equipamentos, bem como a questão do cumprimento das exigências contratuais de Conteúdo Local.

A previsão de produção líquida potencial nacional diária de gás natural corresponde aos volumes de gás natural potencialmente disponibilizados para as unidades de processamento de gás natural (UPGNs), obtidos a partir da previsão de produção bruta e de estimativas de reinjeção nos reservatórios, perdas/queimas e consumo próprio (nas atividades de exploração e produção) de gás natural (ver Tabela 2).

Tabela 2 - Projeção de produção de gás natural pela visão da Empresa de Pesquisa Energética

RECURSO: GÁS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
milhões de metros cúbicos diários										
TOTAL	55,822	67,084	68,662	76,688	87,956	105,654	120,345	137,700	148,377	149,789

Fonte: EPE(2013).

2.2 Projeções de Demanda de Gás Natural no Brasil

2.2.1 *International Energy Outlook 2013*

Na previsão do *U.S. Energy Information Administration- EIA* o consumo de gás natural no Brasil cresce a uma média de 3,9% ao ano entre 2010 e 2040, ou em um total de 1,9 tpc, de modo que a

⁵ fonte: Empresa de Pesquisa Energética

participação do gás natural na matriz energética brasileira cresce de 7% em 2010 para quase 12% em 2040. Estes resultados apesar de promissores ainda permanecem bem abaixo dos padrões de uso no resto da América Central e do Sul, que é de cerca de 30% durante todo o período, como ilustrado na Figura 2.

Além disso, é importante ressaltar que 62% deste aumento da demanda vem do setor de energia elétrica, isto é, da queima de gás natural em termoeletricas que cresce em 600%: de 0,2 tpc em 2010 para 1,4 tpc em 2040.

As taxas de crescimento de gás natural consumido pela energia elétrica no Brasil é em média de 11,2% ao ano de 2010 a 2020 e de 5,1% ao ano de 2020 a 2040.

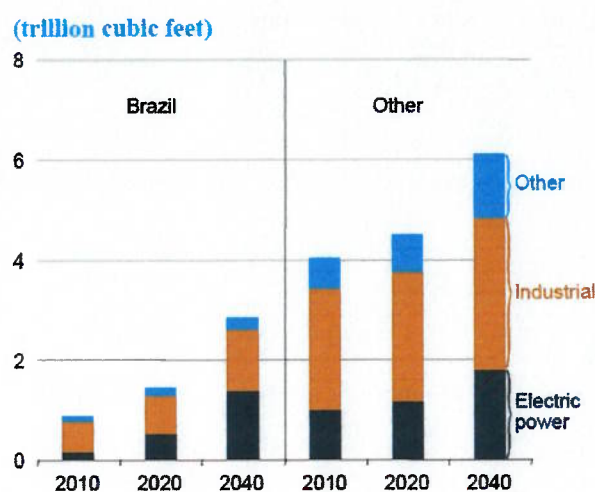


Figura 2 - Consumo de Gás Natural por Setor na América do Sul e Central pela Visão da U.S. Energy Information Administration
Fonte: EIA (2013).

2.2.2 World Energy Outlook 2013

O documento apresentado pela *International Energy Agency- IEA* faz um relatório detalhado sobre a situação atual energética brasileira, além de fazer previsões para diferentes cenários. Para situar seus leitores o estudo revisa a importância da Petrobrás na cadeia de gás natural do Brasil.

O mercado de gás é dominado pela Petrobras, em todos os pontos ao longo da cadeia de valor. Do ponto de vista legal, o monopólio da empresa sobre o setor foi flexibilizado em 1997 e

atualmente os operadores privados têm direito de participar nos segmentos *upstream*, *mid-stream* e *downstream*.

No entanto, na prática sabe-se que a Petrobras é responsável pela maior parte da produção de gás do país e controla a rede nacional de transporte de gás tendo uma participação de 51% da transportadora proprietária do GASBOL (gasoduto de importação do gás boliviano) e uma participação de 100% em instalações de importação de GNL existentes. A Petrobras tem participação em 21 das 27 empresas de distribuição de gás regionais no Brasil e é o maior consumidora de gás, principalmente, no setor de geração de energia e petroquímica.

Desta forma, o *WEO 2013* prevê que o mercado de gás conseguirá se abrir para outras empresas apenas gradualmente, como já visto em outros países.

Uma questão-chave que é levantada pelo *WEO 2013* sobre a demanda de gás natural é a incerteza em relação à parcela que será consumida nas usinas movidas a gás, que trabalham de *back-up* para o setor de energia, dependendo assim das condições hidrológicas.

Agravando essa incerteza, a produção de gás no Brasil é inadequada para responder de forma flexível às mudanças na demanda, já que consiste principalmente de gás associado que é produzido *onshore* junto com petróleo. Desta forma, o início da produção do pré-sal só irá agravar a situação de inflexibilidade.

Hoje, cabe a Petrobras resolver este dilema, uma vez que controla a maior parte da produção de gás e é, ao mesmo tempo, responsável em fornecer grandes quantidades de gás para o sistema de energia elétrica em uma base flexível.

Até agora, o crescimento da demanda tem sido gerenciado pela Petrobras que absorve o gás disponível da Bacia de Campos e, em seguida, o gás da Bolívia. Mas não está claro para o *WEO* que esta abordagem vai sobreviver à próxima onda de gás *offshore* e ao interesse de outras empresas no desenvolvimento de oportunidades de negócio de gás em terra.

De modo geral, o desenrolar da demanda dependerá de duas variáveis fundamentais: (i) do esforço em conjunto do governo para facilitar a chegada de fornecedores concorrentes ao mercado; e, (ii) da disponibilidade de gás.

Alem disso, a evolução da demanda de gás natural no Brasil nos próximos anos está sujeito a múltiplas incertezas. O consumo de gás é baixo pelos padrões internacionais, o que sugere que há espaço para um aumento, mas a velocidade com que isso acontecerá vai depender em grande parte do que ocorre no cenário *upstream* e sobre a forma como o mercado se desenvolve, ou seja, se o gás tiver vantagens em termos de disponibilidade e viabilidade econômica em comparação com outros combustíveis, principalmente o óleo diesel.

Desta forma, as projeções refletem claro potencial para expansão do papel do gás no sistema energético brasileiro, com a demanda crescendo para 90 bmc em 2035, um aumento de mais de 60 bmc em comparação com 2011, que significa uma taxa média anual de crescimento de 5,2%. Três quartos desse crescimento vem da demanda da geração de energia elétrica e da indústria, no entanto, o aumento do uso de gás no setor residencial e de transporte é responsável por menos de 10% da procura de gás em 2035 (Figura 3).

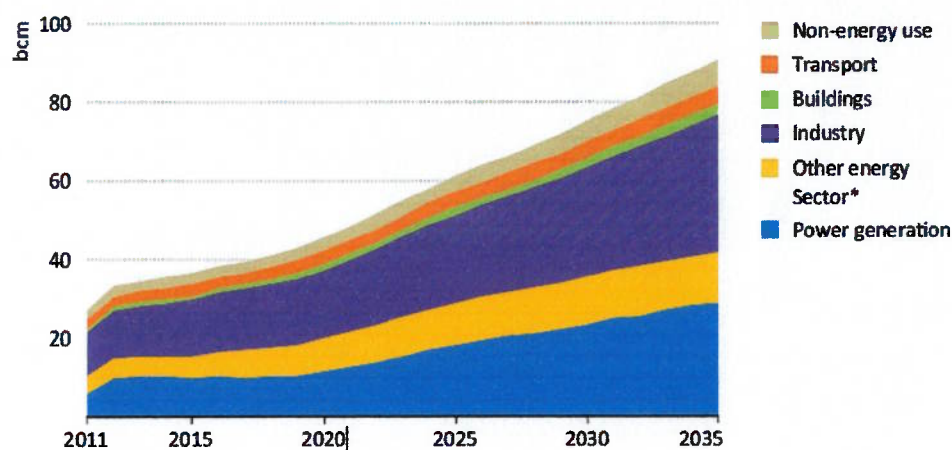


Figura 3- Demanda de Gás Natural no Brasil por Setor pela Visão da International Energy Agency

Fonte: IEA(2013)

Nota: Inclui gás usado nas atividades de exploração e desenvolvimento (principalmente em geração de energia) e em refinarias.

2.2.3 Plano Decenal de Energia 2022

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) faz suas projeção de demanda de gás natural a partir de uma análise crítica de dados obtidos em pesquisas realizadas junto à Associação Brasileira das

Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) e aos consumidores industriais de gás natural. Essas projeções também levaram em conta as perspectivas de expansão e a correspondente evolução da malha de gasodutos, bem como as respectivas restrições de transporte do gás natural.

Um dos critérios levados em consideração pela EPE foi a competição direta do gás natural com o óleo combustível. O cenário adotado confere ligeira vantagem ao gás natural em relação ao óleo combustível devido a preferência pelo gás natural em processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final, que é o caso da fabricação de vidro e de determinados tipos de cerâmica, assim como no segmento de fertilizantes, no qual esta fonte é utilizada tanto com fim energético, quanto como matéria-prima.

No cálculo da demanda total de gás natural, o PDE2022 considerou o consumo final energético (térmico essencialmente) adicionalmente ao seu uso no próprio setor energético, como matéria-prima nas refinarias e em unidades de fertilizantes, na cogeração e também na geração de energia elétrica.

Tal consumo pode variar em função do despacho das usinas termelétricas, do carregamento das unidades de processamento de gás da Petrobras, ou do fator de utilização das plantas de fertilizantes. Desta forma, as projeções mensuram tal incerteza, visto sua importância para o dimensionamento da infraestrutura de transporte, isto é, para a elaboração do PEMAT2022 de modo com que este seja capaz de transportar ao nível de despacho máximo.

Em termos médios a EPE (2013) espera que até 2022 sejam adicionados 63 milhões de m³/dia aos 76 milhões de m³/dia diários projetados para o consumo em 2013.

Considerando o nível máximo de despacho termelétrico, a demanda total de gás natural em 2022 poderia atingir, aproximadamente, 185 milhões de m³/dia.

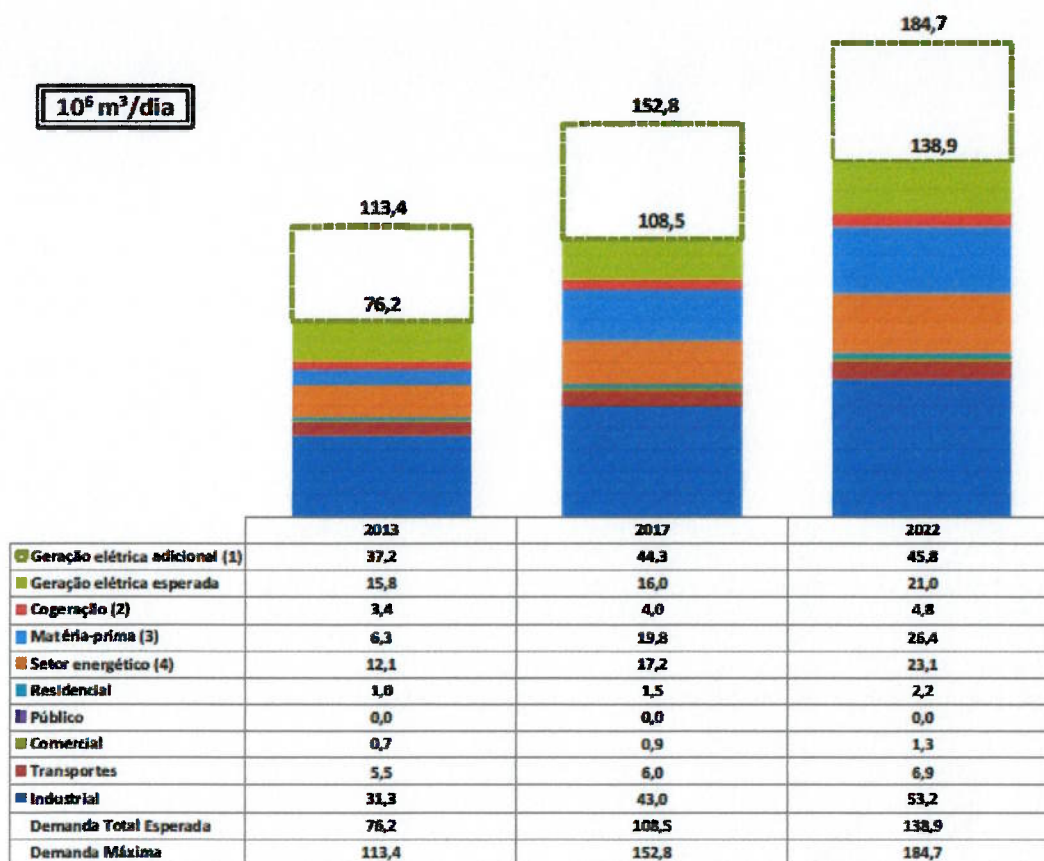


Figura 4 - Consumo de Gás Natural por Setor pela Visão da Empresa de Pesquisa e Energia

Fonte: EPE (2013).

Notas: (1) Corresponde à diferença entre geração máxima e a esperada.

(2) Inclui cogeração industrial e comercial.

(3) Inclui o consumo como insumo em refinarias (produção de hidrogênio) e unidades de fertilizantes.

(4) Inclui refinarias e compressão em gasodutos. Não inclui consumo em atividades de E&P.

2.3 Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário 2022

Atualmente a extensão total de gasodutos de transporte no Brasil é de 9.244 km, tendo seu crescimento mais significativo durante a última década, no entanto tal infraestrutura ainda é modesta quando comparada a de outros países de mesmo porte.

A fim de alterar este quadro foi proposto um novo marco regulatório para a indústria de gás natural, visando estimular a criação de uma estrutura que atribuisse mais competitividade a indústria de gás natural, sendo concretizado pela Lei nº 11.909 (Lei do Gás) regulamentada pelo Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, que contém as bases para a expansão do mercado brasileiro de gás natural.

O novo marco legal resultou em uma série de obrigações e propostas para diversos entes públicos do setor, entre eles o Ministério de Minas e Energia foi requisitado a elaborar o Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviário de Transporte de Gás Natural - PEMAT: estudo anual que terá como base estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (mesma elaboradora do PDE já revisado no presente trabalho).

O objetivo da elaboração desses estudos é identificar as alternativas elegíveis para a expansão ou ampliação da malha de gasodutos de transporte nacional no ciclo do PEMAT 2022, considerando aspectos técnicos, econômicos e socioambientais.

O PEMAT 2022 levantou algumas alternativas para expandir a atual malha de gasodutos de transportes, de forma que tais projetos passaram por análise de oferta e demanda, além de avaliação de viabilidade técnica-econômica, como é mostrado na tabela 3.

Vale destacar que gasodutos seguem uma classificação referente ao objetivo de seu uso e a malha ao qual pertence: gasoduto de transporte, de transferência, de escoamento da produção, de distribuição e, por último, gasoduto integrante do terminal de GNL (PINTO, 2014).⁶

Tanto o PEMAT 2022, como o presente trabalho abordam apenas os gasodutos de transporte, isto é, aqueles que realizam movimentação de gás natural desde instalações de processamento,

⁶ É possível encontrar definições oficiais sobre:

(i) gasoduto de transferência: dutos destinados à movimentação de gás natural, considerados de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento de gás natural.

(ii) gasoduto de escoamento da produção: dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.

Além disso, é possível classificar não oficialmente:

(iii) gasoduto de distribuição: dutos que ligam pontos de entrega (*city gates* e terminais) até os usuários finais.

(iv) gasoduto integrante do terminal de GNL: dutos iniciados em terminais de GNL que não integrem o terminal a malha de transporte. A classificação dos gasodutos que integram os terminais de GNL será definida pela ANP por meio de regulação específica, apresentada pela Resolução ANP nº 50/2011.

estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural (Lei nº 11.909, 2009).

Tabela 3 - Avaliação de Alternativas de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário Brasileira

Opção de Interligação	Critério de Avaliação		
	Balanco Demanda e Oferta	Tarifa-Limite	Elegível à proposição
Bacia do São Francisco ou Malha Integrada Sudeste – MG			
Bacia do São Francisco (João Pinheiro/MG) – Betim/MG	Sim	Sim	Não*
Ampliação do GASBEL	Não** ¹	N.A.***	Não
GASBOL ou Malha Integrada Sudeste – Região Sul			
Ampliação Trecho Sul do GASBOL	Não**	N.A.***	Não
Penápolis/SP - Canoas/RS (“Chimarrão”)	Não**	N.A.***	Não
Malha Integrada Sudeste, ES ou RJ – Vale do Aço/MG			
Piúma/ES – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	Não**	N.A.***	Não
Macaé/RJ – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	Não**	N.A.***	Não
Sistemas Isolados			
Bacia do Parnaíba (Santo Antônio dos Lopes/MA) – Barcarena/PA	Sim	Sim	Não*

Fonte: EPE (2013)

Notas: *Oferta baseada em Recursos Contingentes (RC) e/ou Recursos Não Descobertos (RND); ** O atendimento da demanda potencial associada à alternativa requer o corte do atendimento de outras demandas da malha integrada.

*** Não Aplicável por não satisfazer ao primeiro critério, o do balanço de demanda e oferta. A alternativa não passou pelo critério de demanda e oferta por conta dos condicionantes verificados na época de elaboração do presente estudo, o qual considerou o atendimento da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados V através de um duto conectado ao GASBOL.

O PEMAT2022 concluiu que nenhuma das alternativas avaliadas no âmbito da iniciativa própria é elegível para proposição pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

As opções Itaboraí/RJ - Guapimirim/RJ e São Carlos/SP-Uberaba/MG também foram avaliadas, porém decidiu-se retirá-las dos estudos, visto que projetos similares se encontram em andamento por outros encaminhamentos e em estágios superiores de avaliação.

Após a conclusão dos estudos do PEMAT 2022, a interligação Itaboraí/RJ - Guapimirim/RJ foi objeto de provocação de terceiros por parte da Petrobras. O projeto do gasoduto Guapimirim-COMPERJ II (interligação Itaboraí/RJ - Guapimirim/RJ) terá a capacidade nominal de escoamento de gás natural de 17 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d).

No caso da alternativa São Carlos/SP-Uberaba/MG, em andamento, existia projeto cujo estágio de maturidade era superior ao dos estudos do PEMAT 2022, a saber: o projeto Brasil Central da Transportadora de Gás Brasil Central S.A. – TGBC, com capacidade de escoar 3,75 milhões de m³/dia.

Sendo assim, os projetos atuais de gasodutos de transporte no Brasil apresentam uma capacidade combinada de 7,5 bmc anuais.

Em 2014, a TGBC suspendeu o projeto do gasoduto Brasil Central, porém informou que este ainda poderá ser realizado no futuro (TGBC,2015).

2.4 Flaring no Brasil e a "Queima Zero"

O quadro de queima e perda de gás natural no Brasil vem mudando significativamente nos últimos anos, como mostrado na Figura 7, uma das razões para tal volatilidade é a regulamentação estabelecida pela ANP em 2000 - Portaria nº 249 (Anexo A) que prevê padrões de queima a serem praticados pelas empresas de petróleo atuantes no Brasil, assim como suas respectivas sanções:

- O volume de gás associado, efetivamente queimado em cada campo, não poderá ser superior a 15% ao mês e 10% ao ano em relação ao nível de queima previsto no Programa Anual de Produção.
- As queimas de gás em *flares*, em prejuízo de sua comercialização, e as perdas do produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo de *royalties* devido. Desta forma, a prática de *flaring* apesar de ser limitada, não é proibida.

Outro fator que vem influenciando mais recentemente os níveis de queima no Brasil é o Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás, implantado pela Petrobrás em 2010, e que desde então vem batendo recordes de aproveitamento de gás natural produzido pela empresa. (SANTINI,2014)

No entanto, deve-se destacar que apesar dos resultados apresentados pela Petrobrás, a fiscalização de queima de gás natural em plataforma não é eficiente, já que não existe uma auditoria independente para realizar tal tarefa (SANTINI,2014).

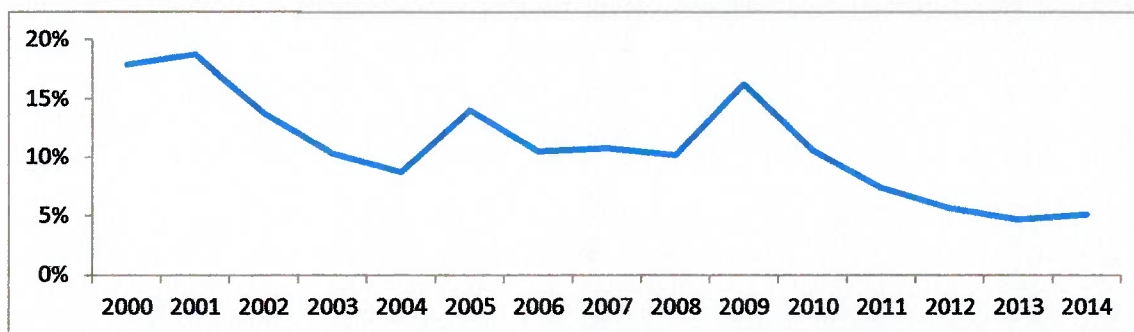


Figura 5 - Histórico da Parcela de Gás Natural Queimado ou Ventilado no Brasil

Fonte: ANP, 2015.

2.5 Gasodutos Virtuais

O termo gasoduto virtual pertence a um conceito moderno de transporte, distribuição e transferência de gás natural de forma não convencional, isto é, sem o uso de gasodutos.

É característico dessa nova modalidade o uso de tecnologias de GNC (gás natural comprimido) e GNL (gás natural liquefeito), e por isso demandam infraestrutura própria: navios, carretas e caminhões adequados para o transporte do gás natural em estado de alta pressão, assim como módulos de compressão/ descompressão, para gás comprimido, e estações de liquefação/ regaseificação, para gás liquefeito.

A experiência brasileira com gás comprimido já é extensa, primeiramente pelo vasto uso de GLP (gás liquefeito de petróleo) e mais recentemente pelo GNV (gás natural veicular).

Atualmente, o uso de GNC a granel vem crescendo significativamente visto que tal tecnologia possui uma versatilidade muito atraente ao acesso de tal energético. O GNL por sua vez entrou no país num contexto de restrições à oferta de gás natural no mercado brasileiro e da política de aumento da produção nacional.

Foram construídos três terminais de regaseificação para viabilizar a importação de GNL – tornando-se uma importante opção para aumentar a confiabilidade no suprimento de gás natural no Brasil (ANP, 2010).

O presente estudo aborda apenas gasodutos de transportes, mas se destaca que as tecnologias de GNC e GNL também são usadas no âmbito da distribuição, como ocorre no Município de Itapetininga no estado de São Paulo, que em 2014 passou a ser atendido por meio de GNC cujos gasodutos de distribuição não se viabilizaram fazendo com que a concessionária Gás Natural Fenosa optasse por atender os consumidores com gás comprimido em 2014 (Anexo B). No ano de 2015, com a criação de uma demanda firme, a Gás Natural Fenosa conseguiu viabilizar a distribuição convencional de gás na região. (Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, 2015)

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1. Comparação das Projeções de Oferta e Demanda de Gás Natural e o PEMAT 2022

Através dos dados obtidos pela revisão bibliográfica da primeira parte da metodologia e adotando como parâmetro a produção anual de gás natural, no período de 2013 a 2022, em bilhões de metros cúbicos, é possível realizar a seguinte comparação: projeções de oferta de gás natural por fonte de dados (Figura 5) e projeções da demanda de gás natural no Brasil por fonte de dados (Figura 6).

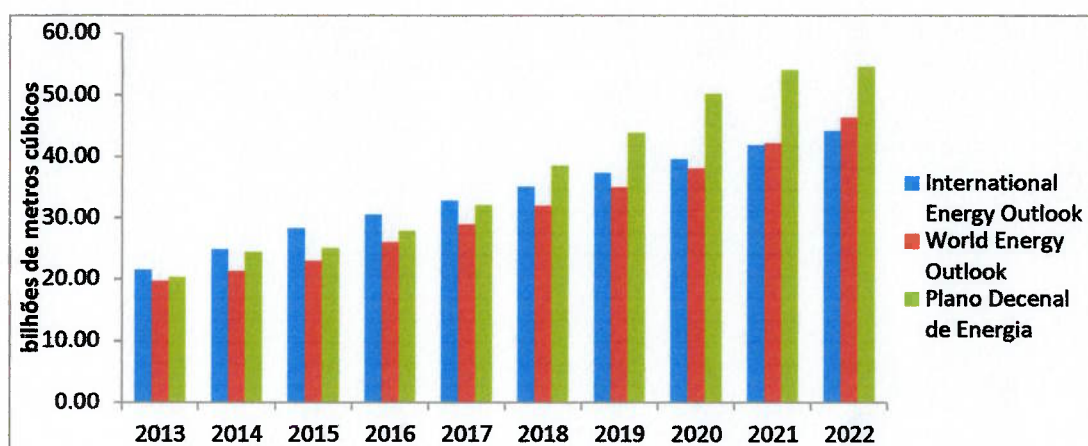


Figura 6 - Projeção de Produção de Gás Natural Brasileiro Anual por Fonte de Dados

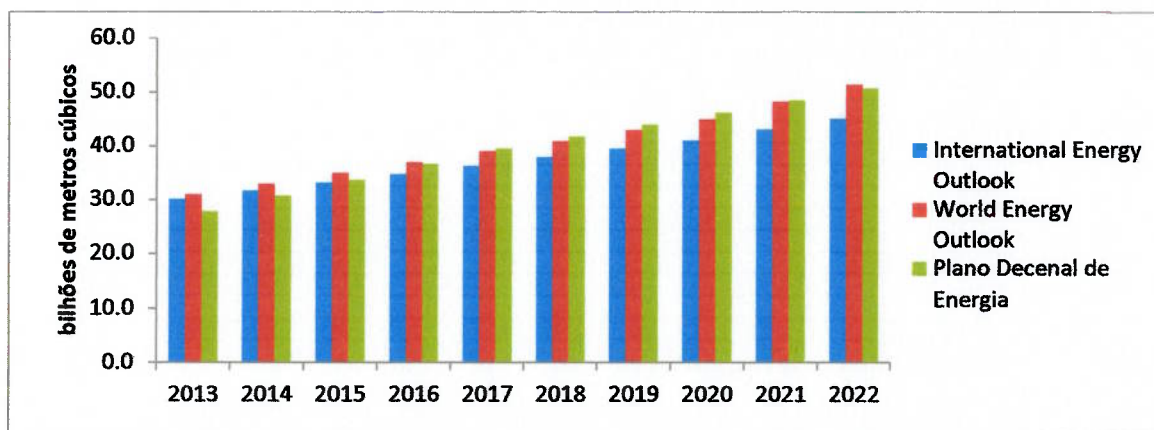


Figura 7 - Projeção de Consumo de Gás Natural no Brasil Anualmente por Fonte de Dados

Percebe-se que, a partir de 2018, os valores de oferta estimados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo levantamento do Plano Decenal de Energia 2022 e pelo PEMAT2022, superam as estimativas realizadas por fontes internacionais; já pela perspectiva da demanda as três fontes calculam valores bem próximos durante todo o período, mas ainda assim a previsão do PDE se mantém mais otimista que as outras por 5 anos (de 2017 à 2021).

Tal leitura leva a questionar se os gasodutos previstos pelo PEMAT 2022 são suficientes para escoar a oferta estimada: vê-se que a capacidade combinada dos gasodutos de transportes previstos pelo PEMAT2022 (COMPERJ II e Gasoduto Brasil Central) é de 7,5 bmc anuais. No entanto, a projeção de crescimento da oferta de gás natural no período que compreende o estudo de viabilidade dos gasodutos pela visão do PDE2022 é de 34,3 bmc, isto é, 457% maior do que a capacidade a ser instalada.

A demanda, por sua vez, crescerá em 22,9 bmc de gás natural a ser consumido anualmente (PDE2022, 2013), 305% maior que a capacidade dos novos gasodutos a serem construídos.

3.2 Discussão sobre *Flaring* e Estudos de Caso de Gasodutos Virtuais

Analisando a curva que descreve a porcentagem de queima de gás natural no Brasil, conforme Figura 7, pode-se ver que apesar da grande volatilidade do período posterior, a implantação da Portaria nº249 da ANP a média de *flare* praticada pela indústria entre 2000 e 2009 é de 12,2%, isto é, acima do limite anual de 10% o qual não é preciso pagar royalties sobre o produto descartado.

Porém, após a implantação do Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás pela Petrobrás, em 2010, a média de descarte foi de 5,6% ao ano, muito abaixo do requerido. Registra-se, todavia, que não necessariamente tal redução reflete uma eficiência de gestão ambiental da empresa, visto que os dados são de difícil fiscalização pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, conforme ressaltado por Santini (2014).

Tal histórico traz uma preocupação em relação às preferências da indústria: se com o desenvolvimento do Pré-Sal, a Petrobrás como operadora única continuará sendo rígida com a queima zero deixando de produzir óleo para atender essa responsabilidade ambiental, e se sim, como as outras empresas dos consórcios reagirão.

A adoção de gasodutos virtuais para escoar o excedente de gás da plataforma a costa no caso dos campos do Pré-Sal vem sendo cogitada, inclusive alguns estudos de viabilidade técnica estão sendo abordados (PETROBRAS, 2009). Porém, este trabalho visa estudar a inserção de tal tecnologia no nível de transporte e não de transferência.

Deste modo a seguir serão relacionados alguns estudos de casos que buscam provar a importância de tal tecnologia para o desenvolvimento de mercado consumidor, para a atração de investimentos e para a mitigação de crise de escoamento.

3.2.1 Estudo de Caso - Formação *Bakken Shale*- Dakota do Norte, EUA

A formação *Bakken Shale* está localizado no leste de Montana e Dakota do Norte ocidental, bem como em partes de Saskatchewan e Manitoba na Bacia de Williston- Canadá (vide Figura 8). O petróleo foi descoberto inicialmente na formação *Bakken* em 1951, mas sua produção não era comercial até dez anos atrás; com o advento da perfuração horizontal e do fraturamento hidráulico, a produção de petróleo na região se tornou economicamente viável. A *U.S. Geological Survey* (2014) estimou que a formação poderia produzir 4,3 bilhões de barris de petróleo.

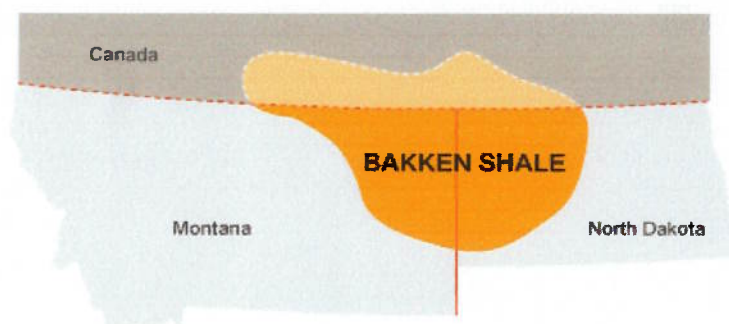


Figura 8 - Mapa da Localização da Formação *Bakken Shale*

Fonte: *Phillips Energy Partners*, 2015.

Com o significativo crescimento da produção de gás da formação *Bakken Shale*, a capacidade de processamento e de transporte de gasoduto do estado foi ultrapassada. Como resultado, a quantidade de produção de gás natural não comercializado continuou crescendo em Dakota do

Norte até o final de 2013, como é ilustrado na Figura 9. A maior parte do gás natural não comercializado é queimado em *flares* e descartado na atmosfera (EIA, 2014).

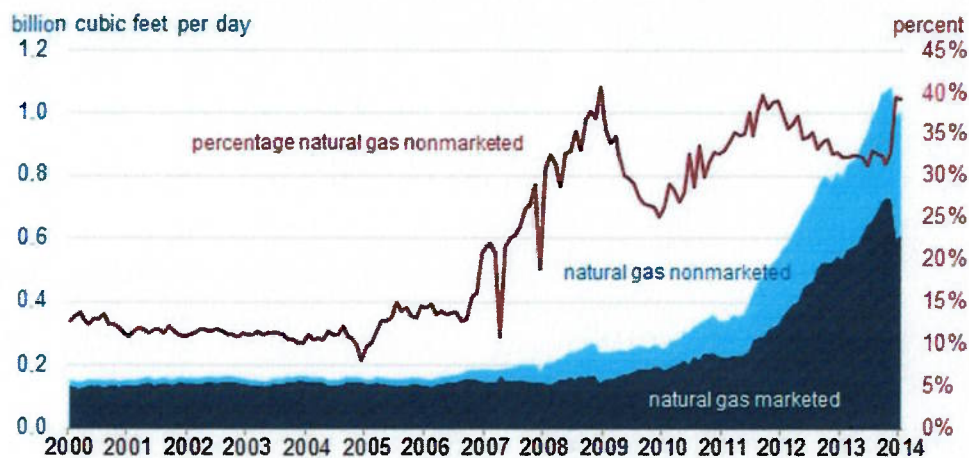


Figura 9 - Produção Mensal de Gás Natural em Dakota do Norte (Janeiro de 2000 a Janeiro 2014)

Fonte: U.S. Energy Information Administration, 2014

De 2008 a 2012, Dakota do Norte foi responsável pela produção de 0,5% do total de gás natural bruto nos Estados Unidos, mas a quantidade de gás que é queimado em Dakota do Norte foi responsável por 22% de todo o gás natural que foi queimado ou ventilado nos Estados Unidos (EIA, 2014).

Apesar da queima de gás ter aumentado, a porcentagem de gás não comercializado diminuiu de 37%, em 2011, para 33%, em 2013. Isso se deve a diversos projetos implantados nos últimos dois anos, entre eles, podem-se encontrar iniciativas em gasodutos virtuais:

Aplicação de gás natural comprimido (GNC) pela General Electric's. A empresa está usando este sistema em Dakota do Norte, juntamente com a empresa norueguesa Statoil. A Statoil transporta o CNG em caminhões para alimentar seu equipamento de perfuração (EIA, 2014).

Outra forma de reduzir gases não comercializado em Dakota do Norte é aumentar o consumo de gás natural em uma gama de aplicações residenciais, comerciais, industriais e de transporte do setor dentro do estado (EIA, 2014).

No caso brasileiro, tem-se valores razoáveis de queima, mas que poderão mudar drasticamente com o desenvolvimento e exploração do Pré-Sal, de forma que ainda existe o risco de uma crise de escoamento, como ocorrido e comentado na região de *Bakken*.

No caso de Dakota do Norte, os níveis de queima mantêm-se a 8 anos acima de 30% (Figura 9). Esses valores são críticos e devem ser evitados para que o desenvolvimento energético sustentável seja possível no Brasil.

Muitas soluções de transporte vem sendo implantadas, mas a peça fundamental para se escoar tal energético ainda é a existência de mercado consumidor regional, de forma que investir no desenvolvimento do mercado local é muito mais eficiente do que transportar o gás para uma demanda afastada, tal abordagem também vale para a costa paulista.

3.2.2 Estudo de Caso - Gasoduto Brasil Central

Apresenta-se, sinteticamente, o estudo de caso da distribuição de GNL pela GasLocal, com o intuito de provar a hipótese de que gasodutos virtuais são capazes de desenvolver mercado consumidor e atrair investimentos posteriores em gasodutos tradicionais.

Na figura 10, é possível perceber que a malha de atuação de uma das empresas que trabalham com o transporte de gás natural por gasoduto virtual (GNL) no Brasil abastece os municípios de Goiânia e Brasília que posteriormente foram incluídos no projeto de interligação pelo gasoduto Brasil-Central, representando assim parte da demanda estimada para viabilizar o projeto.



Figura 10 - Mapa de Distribuição de GNL pela GasLocal

Fonte: GasLocal, 2015.

Características básicas do projeto do Gasoduto Brasil Central (Figura 11):

Objetivo: Ligar a cidade de São Carlos (SP) à Brasília (DF);

Extensão: 905 km;

Diâmetro de 14";

Capacidade: 3,75 milhões de m³/dia (TGBC, 2014).



Figura 11 - Mapa do Projeto do Gasoduto Brasil Central

Fonte: TGBC, 2015.

Com o estudo de caso, pode-se verificar que o gasoduto virtual mais do que atrair investimento em gasodutos tradicionais, é capaz de desenvolver mercado consumidor.

4. CONCLUSÕES

Revisando os dados das projeções e analisando o planejamento do PEMAT2022 é razoável prever uma futura crise de infraestrutura de escoamento associada a possibilidade de se perder os baixos padrões de *flaring* atual caso novas opções não sejam abordadas nessa problemática.

Além disso soluções de transporte de gás natural devem ser implantadas gradualmente ao passo que a produção do Pré-Sal cresce e não tardiamente a fim de remediar um situação já crítica, visto que mais do que a necessidade de se transportar o gás natural para o mercado é preciso criar novas demandas.

O amadurecimento do mercado é um processo paulatino, pois depende de muitos fatores de médio e longo prazo, tais como confiança do mercado no abastecimento e investimento das indústrias em converter os equipamentos para gás natural.

Os gasodutos virtuais mostram-se uma boa opção para se desenvolver mercado consumidor ou para solucionar emergencialmente crises de escoamento, de modo que no cenário futuro brasileiro estes deverão se tornar mais comuns, caso ocorra de fato um situação crítica de transporte. Ainda assim, a melhor opção é incentivar o uso de tais tecnologias previamente no mercado brasileiro, promovendo regulamentação específica ou incentivos fiscais.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Histórico da porcentagem de gás natural queimado no Brasil. Disponível em: <www.anp.gov.br> Acesso em: 03 fevereiro 2015.

Portaria nº 249, de 3 de novembro de 2000. **Aprova O Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural.** Rio de Janeiro, RJ, 1 nov. 2000.

Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. "O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL" – Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

Portaria Nº 249, de 1º de novembro de 2000 - DOU 3 de novembro de 2000. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/novembro/panp%20249%20-%202000.xml> Acesso em: 18 outubro 2015.

BRASIL. Lei Nº 11.909, de 4 de março de 2009.

CROSO, T. **Análise do planejamento setorial para o setor de gás natural: o caso do PEMAT 2022.** Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia), Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

GasLocal. **Mapa de distribuição de GNL pela GasLocal.** Disponível em <<http://www.gaslocal.com.br/mapa.html>>. Acesso em: 7 fevereiro 2015.

Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022, 2013.** Disponível em <www.epe.gov.br>, Acesso em 10 julho 2014.

Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário 2022, 2013. Disponível em <www.epe.gov.br>, Acesso em 10 julho 2014.

KED Interests, LLC. *Bakken Shale Oil Formation.* Disponível em: <<http://bakkenshale.com/>>. Acesso em: 25 de agosto de 2015.

O Eco, SANTINI D.; ORTIZ F.; *Flaring, prática das petroleiras que polui e desperdiça*, 19 fevereiro 2014. Disponível em: <<http://www.oeco.org.br/reportagens/28005-flaring-pratica-das-petroleiras-que-polui-e-desperdica>>. Acesso em 10 novembro de 2014.

International Energy Agency (IEA). *World Energy Outlook 2013*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 10 julho 2014.

Phillips Energy Partners. *Mapa ilustrativo da localização da formação Bakken Shale*. Disponível em: <<http://phillipsenergy.com/areas-of-interest/bakken-shale-mineral-rights/>>. Acesso em: 19 agosto 2015.

PETROBRAS. *Projeto de liquefação de gás natural no Pré-Sal*. 2009. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/projeto-de-liquefacao-de-gas-natural-no-pre-sal>>. Acesso em: 20 novembro 2014.

PINTO, Raul. *Tarifação na malha de gasodutos de transporte no Brasil: evolução e perspectivas*. 2014. 170 f. Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Energia) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

São Paulo. Secretaria de Energia. *Mapa das áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural da bacia de Santos e da distribuição de gás canalizado no estado: atualização Outubro/2014*. São Paulo, 2014.

Mapa das áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural da bacia de Santos e da distribuição de gás canalizado no estado: atualização Setembro/2015. São Paulo, 2014.

Transportadora de Gás Brasil Central S/A (TGBC). *Mapa gasoduto Brasil Central*. Disponível em: <http://www.tgbc.com.br/o_gasoduto.html> Acesso em: 7 fevereiro 2015.

U.S. Energy International Agency (EIA). *International Energy Outlook 2013*, 2013. Disponível em <www.eia.gov/ieo/>. Acesso em: 10 julho de 2014.

Nonmarketed natural gas in North Dakota still rising due to higher total production, 21 março 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15511>>. Acesso em: 12 dezembro 2014.

ANEXOS

Anexo A- Portaria ANP nº 249, de 1º.11.2000 - DOU 3.11.2000

Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em flares e as perdas de gás natural.

O DIRETOR GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO ANP, no uso de suas legais atribuições e tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, no Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998, e na Resolução de Diretoria nº 658, de 31 de outubro de 2000, torna público o seguinte ato:

Art. 1º. Fica aprovado o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, anexo na presente Portaria, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em flares e as perdas de gás natural, com os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de royalties e estabelece parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural, de acordo com o instituído na Seção VI, art. 47, § 3º, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e no Capítulo II, art. 3º, inciso XI, do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998.

Art. 2º. O não cumprimento das disposições contidas na presente portaria implicará em aplicação das penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e no Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999.

Art. 3º. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN

REGULAMENTO TÉCNICO DE QUEIMAS E PERDAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

1. OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

1.1 O presente regulamento técnico estabelece os procedimentos e fundamentos para as queimas e perdas de petróleo e gás natural produzidos em todo o território nacional, e tem por objetivo:

1.1.1 Regularizar os procedimentos e fundamentos para as queimas em flares e as perdas de gás natural;

1.1.2 Estabelecer os limites para as queimas e perdas autorizadas;

1.1.3 Estabelecer os limites para as queimas e perdas não sujeitas ao pagamento de royalties;

1.1.4 Estabelecer as condições para as queimas e perdas de petróleo e gás natural nos testes de poços;

1.1.5 Estabelecer parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural.

2. DISPOSIÇÕES GERAIS

2.1 Este Regulamento Técnico estabelece os procedimentos operacionais relacionados com as queimas e a perda de gás natural, tendo em vista as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia, conforme estabelece o art. 1º da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997.

2.2 Este Regulamento Técnico atende:

2.2.1 ao inciso IV, art. 1º, Capítulo I, dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, que determina as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visando a necessidade de proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;

2.2.2 ao inciso IX, art. 8º, Seção I, Capítulo IV, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, que estabelece que é atribuição da ANP fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;

2.2.3 ao disposto no § 3º, do art. 47, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, que estabelece que as queimas de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e as perdas do produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo de royalties devido;

2.2.4 ao disposto no inciso XI, do art. 3º, do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998, que estabelece que estão excluídas do volume total de produção para efeito de pagamento de

royalties, entre outros, as quantidades de gás natural queimadas em flares, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais na indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após sua ocorrência.

2.3 A cada ano, juntamente com as aprovações dos Programas Anuais de Produção dos campos, a ANP aprovará os volumes de queimas e perdas de gás natural e definirá as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de royalties.

2.4 A condição padrão de medição é a estabelecida no art. 3º, inciso I, do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998, em que a pressão absoluta é de 0,101325MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimo de mega pascal) e a temperatura de 20°C (vinte graus centígrados).

2.5 O volume de gás associado, efetivamente queimado em cada campo, a cada mês, não poderá ser superior a 15% em relação ao nível de queima previsto para esse mês no Programa Anual de Produção em curso, exceto quando essa variação resultar de motivos de comprovada necessidade operacional, conforme justificativa a ser apresentada à ANP, no Boletim Mensal de Produção.

2.6 O volume de gás associado, efetivamente queimado em cada campo, a cada ano, não poderá ser superior a 10% em relação ao nível de queima previsto para esse ano no Programa Anual de Produção em curso, exceto quando essa variação resultar de motivos de comprovada necessidade operacional, conforme justificativa a ser apresentada à ANP, até o dia 31 de janeiro do ano seguinte.

3. DEFINIÇÕES

3.1 Plano de Desenvolvimento documento preparado pelo Concessionário contendo o programa de trabalho e respectivo investimento necessário ao desenvolvimento de uma descoberta de petróleo ou gás natural, na área da Concessão, nos termos do Contrato de Concessão.

3.2 Programa Anual de Produção programa em que se discriminam as previsões de produção e movimentação de petróleo, gás natural, água e outros fluidos e resíduos oriundos do processo de produção de cada campo.

3.3 Gás associado significa o gás natural produzido de jazida onde é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo subjacente saturado de gás.

3.4 Gás não associado significa o gás natural que é produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.

3.5 Comercialização do gás natural é o ato ligado à transferência de titularidade de um volume de gás natural para uma determinada utilização ou aplicação.

3.6 Utilização do gás natural é qualquer uso do gás natural nas atividades industrial, comercial, institucional, residencial ou automotiva.

3.7 Aplicação do gás natural é o uso final que se dá ao gás natural para injeção em reservatórios, combustível, geração de energia elétrica, matéria prima (petroquímica e fertilizante), redutor siderúrgico, como desaerador e para selagens.

4. QUEIMAS E PERDAS DE GÁS NATURAL

4.1 Queimas de gás natural significa o ato de queimar em flares um determinado volume de gás natural.

4.2 Perdas de gás natural significa o ato de ventilar no meio ambiente um determinado volume de gás natural.

5. CATEGORIAS DE QUEIMAS E PERDAS DE GÁS NATURAL

5.1 Queimas e perdas autorizadas significa o volume máximo de gás natural, aprovado pela ANP, que pode ser queimado ou ventilado no meio ambiente, cujo total foi previsto no Plano de Desenvolvimento e no Programa Anual de Produção dos campos, ou no programa de teste de poço.

5.1.1 Queimas e perdas autorizadas sem incidência de royalties significa o volume máximo de gás natural aprovado pela ANP, não sujeito ao pagamento de royalties, que pode ser queimado ou ventilado no meio ambiente, cujo total foi previsto no Plano de Desenvolvimento e no Programa Anual de Produção do campo, ou no programa de teste de poço;

5.1.2 Queimas e perdas autorizadas com incidência de royalties significam volume máximo de gás natural, aprovado pela ANP, sobre o qual incide o pagamento de royalties, que pode ser queimado ou ventilado no meio ambiente, cujo total foi previsto no Plano de Desenvolvimento e no Programa Anual de Produção do campo, ou no programa de teste de poço.

6. MOTIVOS DE QUEIMAS E PERDAS DE GÁS NATURAL

As queimas e as perdas de gás natural são classificadas de acordo com os seguintes motivos:

6.1 Segurança diz respeito ao volume de gás natural queimado nos pilotos dos queimadores de segurança (flares), incluindo o volume mínimo para manter a pressão positiva nos queimadores, nos pilotos dos queimadores dos fornos, das fornalhas, dos tratadores, das caldeiras e nos pilotos de outros equipamentos, desde que tal queima esteja relacionada às operações nas fases de exploração e produção de petróleo e gás natural.

6.2 Emergência diz respeito ao volume de petróleo ou de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente, decorrente de:

6.2.1 paradas de emergência de unidades de produção (plataformas marítimas ou estações terrestres) que implique na cessação da produção de petróleo e gás natural;

6.2.2 vazamentos acidentais nas instalações de produção, compressão, transferência e transporte de petróleo e gás natural;

6.2.3 acidentes de descontrole de poços (cabeceio e erupção de poços).

6.3 Limitação operacional diz respeito ao volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente, em decorrência de:

6.3.1 produção de gás em quantidade menor do que o inventário mínimo necessário à pré-operação de unidades compressoras em novas instalações;

6.3.2 falhas de unidades compressoras, no tempo coincidente com o período de manutenção de sua reserva operacional;

6.3.3 falhas de unidades compressoras em instalações já aprovadas sem reserva operacional, ou em novas instalações onde a existência da unidade reserva não se faz possível em função de restrições justificadas pelo concessionário e aprovadas pela ANP.

6.4 Manutenção programada diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado nomeio ambiente em função de paradas programadas de estações ou de unidades compressoras, de unidades de tratamento de gás natural, ou de sistemas periféricos aos sistemas de gás natural e que foram previstas no Programa Anual de Produção.

6.5 Obra em andamento diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado no meio ambiente oriundo de um campo com instalação para o aproveitamento do referido volume de gás natural em fase de construção, obra esta prevista no Programa Anual de Produção e no Programa de Trabalho/Orçamento.

6.6 Baixa produção de gás natural diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado no meio ambiente correspondente a um campo com baixa produção de gás natural associado, cujo volume é insuficiente para o seu aproveitamento.

6.7 Contaminação diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado no meio ambiente por conter contaminantes em teores tais que não possa ser utilizado e desde que satisfeitas as duas situações a seguir:

6.7.1 tais teores não representem ameaça à saúde ocupacional e satisfaçam os padrões legais de emissões;

6.7.2 sua injeção não se mostrou técnica e economicamente viável.

6.8 Economicidade diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado no meio ambiente, cuja utilização ou injeção inviabiliza economicamente a produção do campo (petróleo e gás natural como um todo).

6.9 Ventilação em tanques diz respeito ao volume de gás natural associado ventilado em tanques terrestres ou em navios armazenadores, proveniente do último estágio de separação em vasos de pressão.

6.10 Teste de poço diz respeito ao volume de petróleo queimado ou ao volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente por ocasião dos testes de poços.

6.11 Outros motivos diz respeito ao volume de petróleo queimado ou de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente, por outros motivos distintos dos anteriormente especificados.

7. QUEIMAS E PERDAS DISPENSADAS DE PRÉVIA AUTORIZAÇÃO

7.1 Estão dispensadas de prévia autorização, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, as queimas ou perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% da produção mensal de gás natural associado do campo.

7.1.1 Não se computará para o cálculo do percentual referido neste parágrafo o gás natural não associado produzido ou mesmo os volumes de gás natural circulados para elevação artificial do petróleo (bombeamento pneumático).

7.2 Estão dispensadas de prévia autorização de forma cumulativa:

7.2.1 A queima do volume de petróleo e a queima ou perda do volume de gás natural, produzidos no teste de poço, durante a fase exploratória, com período de fluxo, contínuo ou não, igual ou inferior a 72 horas, por intervalo testado;

7.2.2 A queima para segurança, limitada ao volume mensal de até 15 mil metros cúbicos para os pilotos dos queimadores de equipamentos, de até 30 mil metros cúbicos para os pilotos dos queimadores (flares) de instalações terrestres e de até 60 mil metros cúbicos para os pilotos dos queimadores (flares) de instalações marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes;

7.2.2.1 Volumes diferentes dos estabelecidos no subitem 7.2.2 poderão ser previamente autorizados através da apresentação, pelo concessionário, de justificativas em que constem as especificações técnicas de projeto ou do fabricante do queimador ou equipamento.

7.2.2.2 Inclui-seno referido volume mensal de queima em flares, em instalações terrestres e marítimas, o volume mínimo de gás natural necessário para manter a pressão positiva nos queimadores.

7.2.3 As queimas e perdas do volume de gás natural associado produzido em campos, que produzam, no período de um mês, volume total igual ou inferior a 150 mil metros cúbicos, independente do número de poços produtores, ou em campo que produz com razão gás/petróleo igual ou inferior a $20\text{m}^3/\text{m}^3$, medida nas condições básicas.

7.2.4 As queimas ou perdas de vapores de gás natural em tanques terrestres ou navios de armazenamento, limitadas pelo valor de razão de solubilidade igual ou inferior a $15\text{m}^3/\text{m}^3$, medida nas condições básicas.

7.2.5 As queimas e perdas por motivos de emergência decorrentes de:

7.2.5.1 paradas por emergência de unidades de produção de petróleo e gás natural, terrestres ou marítimas, no tempo estritamente necessário à eliminação das causas;

7.2.5.2 acidentes de descontrole de poço (cabeceio e erupção de poços), no tempo estritamente necessário à eliminação das causas.

8. QUEIMAS E PERDAS SUJEITAS À PRÉVIA AUTORIZAÇÃO

8.1 Estão sujeitas à prévia autorização da ANP as queimas e perdas de petróleo e gás natural nas seguintes situações:

8.1.1 Queimas ou perdas devidas à limitação operacional;

8.1.2 Queimas ou perdas devidas à manutenção programada;

8.1.3 Queimas ou perdas devidas à obra em andamento;

8.1.4 Queimas ou perdas devidas à contaminação;

8.1.5 Queimas ou perdas devidas à economicidade.

8.2 Além dos volumes queimados ou perdidos por razões de segurança, emergência ou testes de poços, nenhuma outra queima ou perda de gás natural não associado será autorizada.

9. QUEIMAS E PERDAS NÃO SUJEITAS AO PAGAMENTO DE ROYALTIES

Não estão sujeitos ao pagamento de royalties, conforme estabelece o inciso XI, do art. 3º, do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998, desde que aprovados e autorizados pela ANP, os seguintes volumes de queimas e perdas de petróleo e gás natural:

9.1 Segurança volume de gás natural queimado por motivo de segurança, conforme descrito nos subitens 6.1 e 7.2.2 deste regulamento;

9.2 Comprovada necessidade operacional. São consideradas queimas e perdas por razão de comprovada necessidade operacional o seguinte:

9.2.1 o volume de queimas e perdas ocorridas por motivos de emergência;

9.2.2 o volume de queimas e perdas ocorridas nos testes de poços durante a fase de exploração, com fluxos contínuos ou não até 72 horas por intervalo testado, conforme descrito nos subitens 6.2 e 6.10 deste regulamento, respectivamente.

