

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Projeções de oferta de gás natural brasileiro e quadro de infraestrutura.

AUTORES:

Luara Moreno de Assis, Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Edmilson Moutinho dos Santos

INSTITUIÇÃO:

Programa de Pós Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo

PROJEÇÕES DE OFERTA DE GÁS NATURAL BRASILEIRO E QUADRO DE INFRAESTRUTURA

Abstract

This article seeks to study and compare different data sources that make up the projections of natural gas supply in the Brazilian market, focusing mainly on how the high production of associated gas from the pre-salt might change the Brazilian energy mix and what adjustments are required in the infrastructure stage for the flow of gas to be viable.

The methodology consists in raising the supply of natural gas data projections from international sources: International Energy Outlook 2013, and World Energy Outlook 2013; and from national sources: Ten Year Plan for Energy Expansion 2022 (PDE2022) — making a comparison with the Ten Year Plan for Expansion of Pipeline Transport Mesh 2022 (PEMAT2022) — in order to question the gas transmission capacity in a future scenario. Furthermore it is made a flaring history approach in Brazil, its implications and the term adopted by Petrobras, known as "Zero Flaring" by studying how these factors create the need for a natural gas flow solution.

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

Introdução

A infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil historicamente apresenta diversos gargalos que costumava resultar em grandes volumes de gás queimado em *flares* de produção e ventilado. Atualmente os níveis de descarte estão estáveis devido a implantação de regulamentação específica e planos de controle de *flaring*. No entanto manter tal padrão de descarte no futuro não será tão 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 PEMAT 2022 é o estudo que prevê a elegibilidades da construção de novos gasodutos de transporte no próximo decênio, 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 uma nova crise de *flaring*.

Metodologia

1 Projeções de Oferta de Gás Natural no Brasil

A primeira parte da metodologia consiste em levantar os dados de projeções para a oferta 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.

1.1 *International Energy Outlook 2013*

O documento prevê que a produção de gás natural brasileira aumentará mais de seis vezes, de 0,4 trilhões de pés cúbicos em 2010 para 2,8 pés cúbicos em 2040, a uma taxa média de crescimento anual de 6,3 (ver Tabela 1). Levou-se 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 trilhões e 7 trilhões de pés cúbicos de gás natural recuperável.

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

Além disso, são feitas ressalvas sobre os gargalos de infraestrutura que 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 dois novos terminais de GNL, quais sejam, o terminal de Pecém, no Nordeste; e, o terminal da Baía de Guanabara, no Sudeste, com uma capacidade combinada de escoamento de 740 milhões de pés cúbicos por dia. Destaca-se, também, o terminal de GNL com 495 milhões de pés cúbicos por dia de capacidade no Estado da Bahia.

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

Annual Production	History	Projections						Average annual percent change, 2010-2040
Year	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	
(trillion cubic feet)	0,4	1,0	1,4	1,8	2,0	2,4	2,8	6,3

Fonte: International Energy Outlook 2013

1.2 World Energy Outlook 2013

O *World Energy Outlook (WEO)* relembra a trajetória do gás natural no Brasil, que há muito tempo permanece à sombra da produção de petróleo nas prioridades brasileiras. Os incentivos para o desenvolvimento de gás foram inicialmente silenciados pelo mercado interno limitado para o gás, o que significa que o gás associado em águas profundas era mais um estorvo do que uma oportunidade.

A *International Energy Outlook (IEA)* vê um enorme potencial para aproveitar a oferta adicional de gás associado da bacia de Santos, (embora ainda exista 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 tal for viável). No cenário principal adotado no estudo das projeções, o Brasil coloca-se firmemente no mapa como um grande produtor de gás, passando de 18 bilhões de metros cúbicos em 2012 para 38 bilhões de metros cúbicos em 2020, e 92 bilhões de metros cúbicos em 2035 (Gráfico 1.2).

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

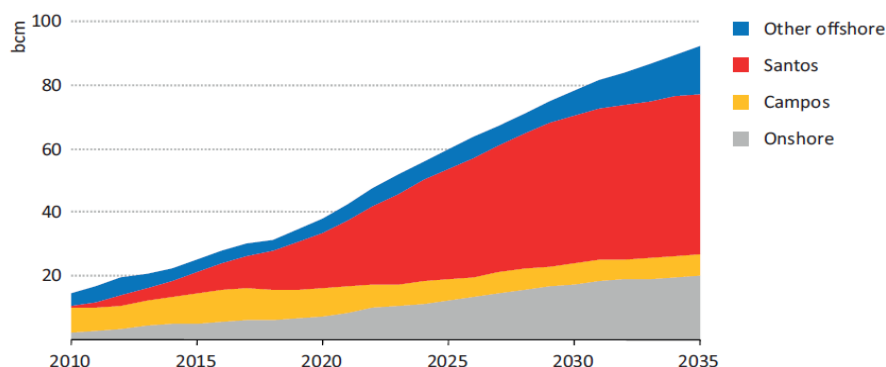


Gráfico 1. Projeção de Produção de Gás Natural pela visão da *International Energy Agency*

Fonte: World Energy Outlook 2013

1.3 Plano Decenal de Energia 2022

As previsões de produção do PDE2022 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 nessa previsão. Assim, a produção potencial do PDE poderá superar a demanda estimada. Para a produção potencial, considerou-se a realização de todas as etapas (técnicas) da cadeia produtiva do petróleo e do GN, 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 UPGNs, obtidos a partir da previsão de produção bruta e de estimativas de re-injeção nos reservatórios, perdas/queimas e consumo próprio (E&P) 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: PDE2022 (2013)

1.4 Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário 2022

O Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT) 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 e econômica, como é mostrado na tabela 3.

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 – Manhauçu/MG – Ipatinga/MG	Não**	N.A.***	Não
Macaé/RJ – Manhauçu/MG – Ipatinga/MG	Não**	N.A.***	Não
Sistemas Isolados			
Bacia do Parnaíba (Santo Antônio dos Lopes/MA) – Barcarena/PA	Sim	Sim	Não*

Fonte: PEMAT2022 (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 UFN V através de um duto conectado ao GASBOL.

O PEMAT concluiu que “nenhuma das alternativas avaliadas no âmbito da iniciativa própria é elegível para proposição pelo Ministério de Minas e Energia.” (Croso, 2014)

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 (PEMAT, 2014).

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 17 milhões de m³/d. Já o gasoduto Brasil Central foi projetado para 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 bilhões de metro cúbico anuais.

No caso da alternativa São Carlos/SP-Uberaba/MG, havia em andamento 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. Em 2014, a TGBC suspendeu o projeto do gasoduto Brasil Central, porém informou que este ainda poderá ser realizado no futuro.

2 Flaring no Brasil e "Queima Zero"

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".

O quadro de queima e perda de gás natural no Brasil vem mudando significativamente nos últimos anos, como mostrado no gráfico 2, uma das razões para tal volatilidade é a regulamentação estabelecida pela ANP em 2000 (Portaria nº 249) 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 em curso. 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 sancionada é legal.

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. 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 tão tarefa.

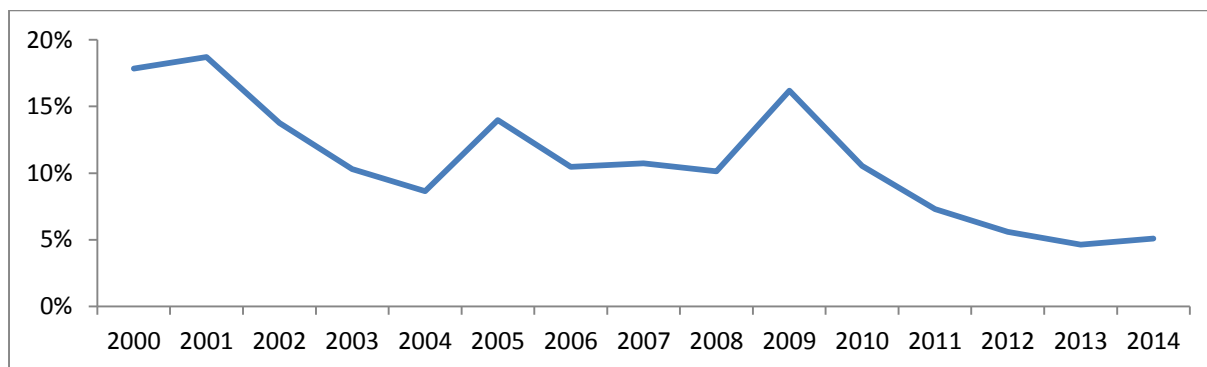


Gráfico 2 Porcentagem de gás natural produzido que é queimado no Brasil

Fonte: ANP, 2015

3 Gasodutos Virtuais

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.

3.1 Estudo de Caso - Gasoduto Brasil Central



Figura 1 Mapa gasoduto Brasil Central

Fonte: TGBC, 2015.

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

Extensão: 905 km;

Diâmetro de 14";

Capacidade: 3,75 milhões de m³/dia;



Figura 2 Mapa de distribuição de GNL pela GasLocal

Fonte: GasLocal, 2015.

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 se viabilizar o projeto.

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

Com o significativo crescimento da produção de gás da formação Bakken Shale a capacidade de processamento e 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 no gráfico 3. A maior parte do gás natural não comercializado é queimado em *flares* e descartado na atmosfera.

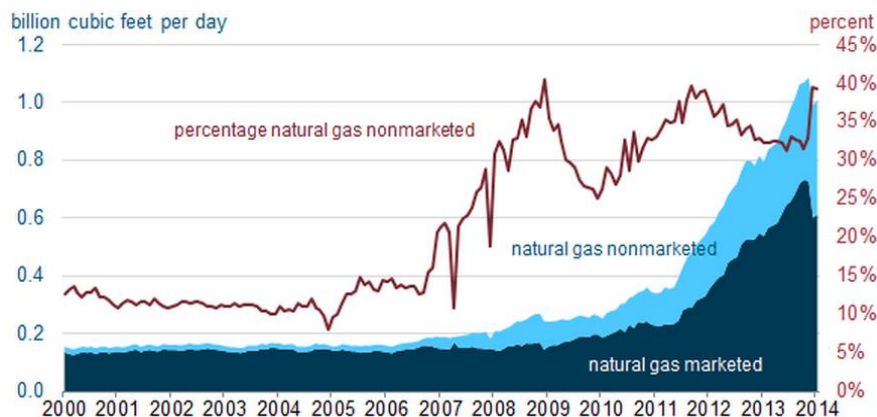


Gráfico 3 Produção mensal de gás natural em Dakota do Norte (Janeiro de 2000 a Janeiro 2014)

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.

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 podemos 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.

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)

Resultados e Discussão

4.1 Comparação e discussão das projeções de oferta de gás natural

Manipulando os 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 comparar as projeções de oferta de gás natural no Brasil. (Gráfico 4)

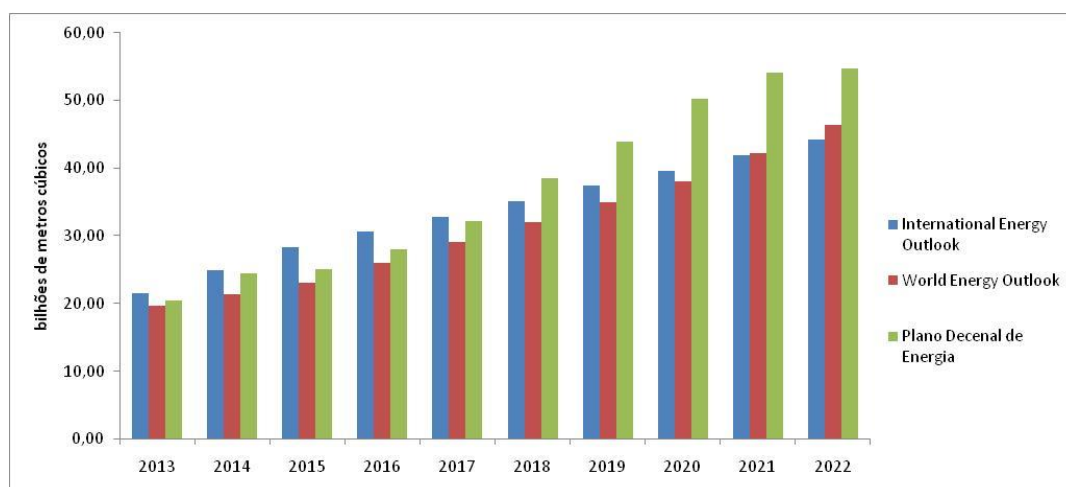


Gráfico 4 - Projeção de Produção de Gás Natural Brasileiro Anualmente por Fonte de Dados

Percebe-se que de 2018 ao final do período os valores estimados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo levantamento do Plano Decenal de Energia 2022 e pelo PEMAT2022, mostram-se mais otimistas que aqueles estimados por fontes internacionais o que leva a questionar se os gasodutos previstos pelo PEMAT 2022 são suficientes para escoar a oferta estimada.

4.2 Discussão do histórico *flaring* no Brasil e estudos de caso

Podemos 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% onde 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.

Os valores atuais são promissores, no entanto o Pré-Sal ainda está longe de atingir seu pico de produção, de forma que ainda existe o risco de passar por uma crise de escoamento como ocorrido e comentado na região do Bakken.

No caso de Dakota do Norte, os níveis de queima mantêm-se a 8 anos acima de 30%; valores críticos e que devem ser evitados para se praticar o desenvolvimento energético sustentável. Muitas soluções de transporte vem sendo implantadas, mas a peça fundamental para se escoar tal energético ainda é a existência de mercado consumidor, de forma que investir no desenvolvimento do mercado local é muito mais eficiente do que transportar o gás para uma demanda afastada.

Com o primeiro estudo de caso podemos ver que o gasoduto virtual mais do que atrair investimento em gasodutos tradicionais é capaz de desenvolver mercado consumidor.

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 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 gradual 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 poderão se tornar mais comuns caso ocorra de fato um situação crítica de transporte. Ainda assim a melhor opção é incentivar a entrada destes previamente no mercado brasileiro, promovendo regulamentação específica ou incentivos fiscais por exemplo.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a 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 do gás natural; ao Instituto de Energia e Meio Ambiente por promover um ambiente rico aos alunos que buscam promover o desenvolvimento sustentável no Brasil e finalmente ao PRH-04 que faz meu trabalho ser possível.

Referências Bibliográficas

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

CROSO, Taluía. "Análise do planejamento setorial para o setor de gás natural: o caso do PEMAT 2022" São Paulo, 2015. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) IEE da Universidade de São Paulo.

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.

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.

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.