

2 Introdução

Eventos significativos, como a lei Nº 9478 de 06 de agosto de 1997 – Lei do Petróleo – que 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 e o Decreto Nº 2455, de 14 de janeiro de 1998, que 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, influíram expressivamente na forma como o negócio de gás e energia, até então, era realizado no Brasil.

A estruturação da cadeia de negócio de gás natural no Brasil, em decorrência da Lei 9478 e do Decreto 2455, mudou de uma estrutura completamente verticalizada, para uma estrutura desverticalizada. Na verticalização as funções de produção e processamento, transporte, distribuição e comercialização podem ser executadas por uma mesma empresa, não se contabilizando de forma explícita os custos associados a cada elo da cadeia do negócio de gás natural. A Resolução Nº 27, de 14 de outubro de 2005, da ANP, regulamenta o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, mediante remuneração adequada ao Transportador e estabelece que o Transportador não pode comprar ou vender gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio das Instalações de Transporte e para formação e manutenção de seu estoque operacional. O Carregador compra o gás natural do Produtor que o disponibiliza num ponto de recepção, contrata serviços de transporte do Transportador do ponto de recepção até o ponto de entrega onde o Carregador disponibiliza o gás para o Distribuidor que o distribui ao mercado consumidor de gás conforme esquema apresentado na figura 2. Os agentes (Carregador, Produtor, Transportador e Distribuidor), por questão de simplicidade, são mencionados no singular podendo ocorrer a participação de vários na cadeia de negócio do gás natural.

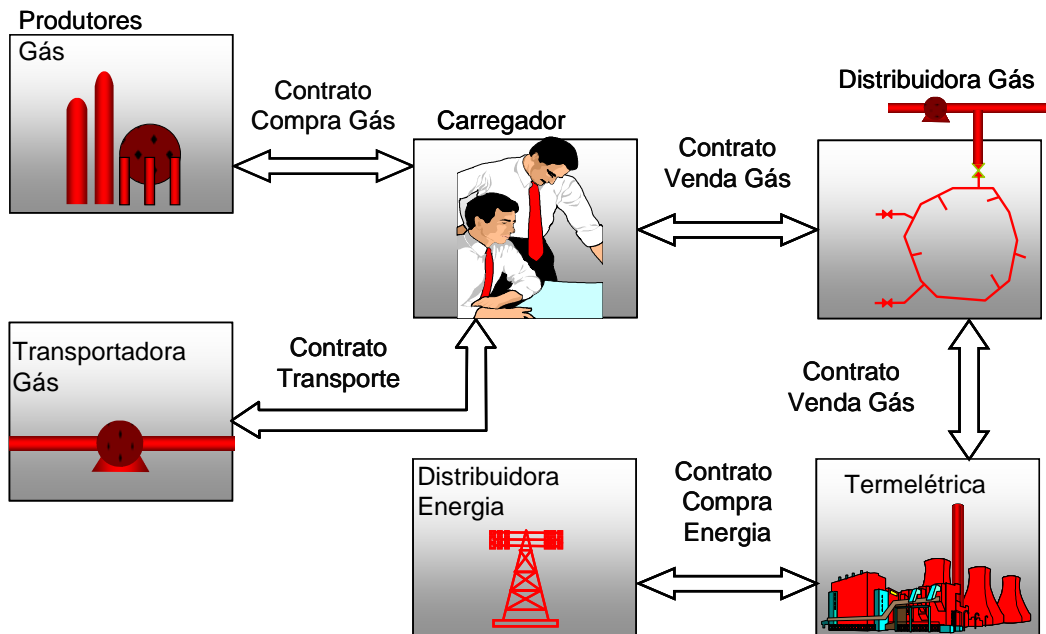
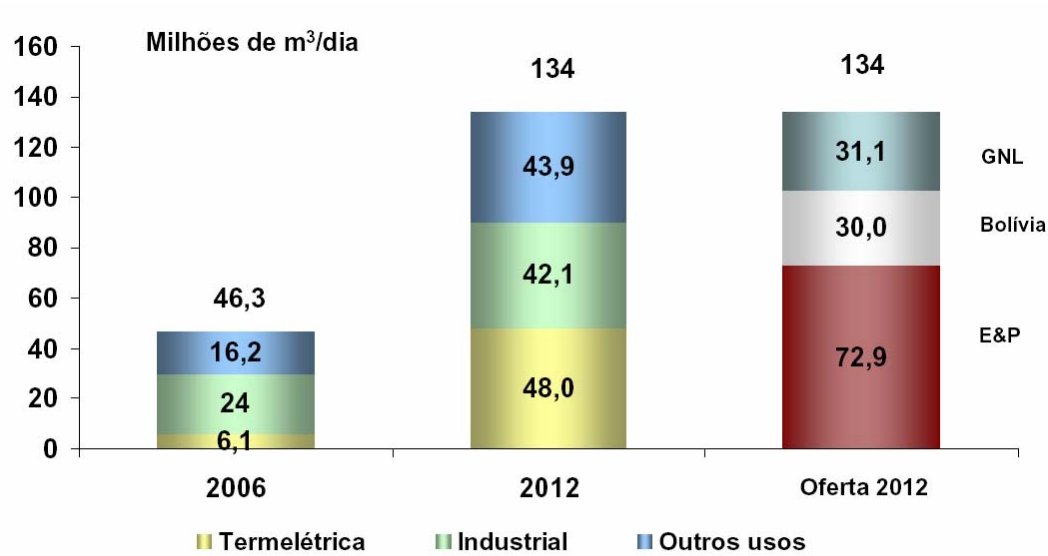


Figura 2 – Cadeia de Negócio do Gás Natural

A participação do gás natural na matriz energética brasileira em 1995, segundo BNDES (1997) era de 2.6 % do total do consumo energético. No ano de 2006 a participação foi de 9.3 %, conforme palestra do MME no CBPE (2006). Segundo o Plano Estratégico PETROBRAS 2020, Plano de Negócio de 2008 a 2012, 14 de agosto de 2007, o consumo de gás natural (mercado doméstico) no ano de 2006 foi de 46.3 MMm³/d, com projeção de crescimento para o ano 2012 de 134.0 MMm³/d, correspondendo a uma taxa de crescimento anual de 19.4%. A figura 3 apresenta a projeção do crescimento do mercado do ano 2006 até 2012 bem como as fontes de suprimentos de gás consideradas para seu atendimento. Tal aumento será obtido através da implantação de projetos de aumento de produção doméstica de gás e da expansão da malha de transporte de gás por gasodutos, pela PETROBRAS, denominados PLANGAS e do Plano de Aceleração do Crescimento – PAC do governo brasileiro, anunciado em janeiro de 2007.



(*) Considera despacho máximo das termelétricas.

• Outros usos: veicular, residencial/comercial, refinarias e plantas de fertilizantes

Figura 3 – Mercado de Gás Natural no Brasil

Com base no mapeamento dos processos relacionados com a cadeia do gás natural desde o recebimento do gás natural do Produtor, seu transporte pelo Transportador e a conseqüente entrega pelo Carregador ao Distribuidor, ou grandes consumidores, sua otimização pode ser efetivada, através do proposto Sistema de Gestão de Logística de Transporte de Gás Natural por Gasodutos – SGLT, cujo diagrama funcional é apresentado na figura 1 e cuja arquitetura é apresentada na figura 4.

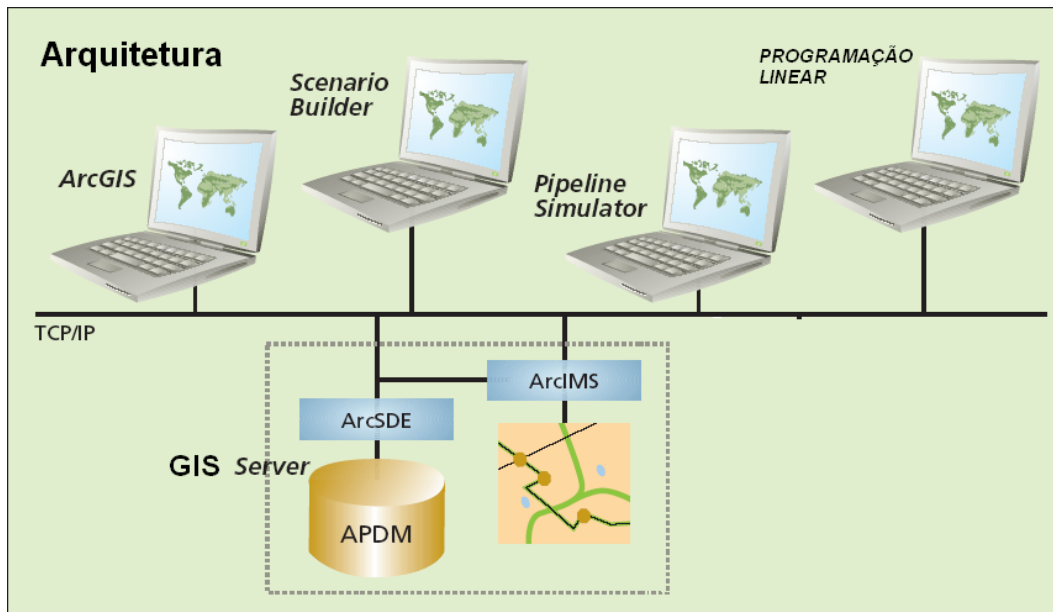


Figura 4 – Arquitetura do SGLT

A figura 1 apresenta o diagrama funcional do SGLT que contempla três situações distintas.

A primeira situação envolve o caso de um novo projeto de gasoduto. O processo é iniciado com os resultados das simulações Monte Carlo das falhas de estação de compressão, válvulas de bloqueio de gasoduto e pontos de suprimento e entrega de gás natural. As falhas de estações de compressão, por requererem um maior tempo para reentrada em operação são simuladas em regime permanente; as falhas de pontos de entrega, por serem extrações laterais e não impactarem negativamente na capacidade de transporte do gasoduto, não requerem simulação termohidráulica; a falha no suprimento de gás está relacionada primariamente com a Estação de Compressão Inicial do Gasoduto (como no caso do Gasbol – Estação de Compressão de Rio Grande), e segue o mesmo critério de avaliação das estações de compressão; já as falhas das válvulas de bloqueio, que ocasionam seu fechamento e que impactam a capacidade de transporte do gasoduto, requerem simulação em regime transiente de modo a quantificar seu impacto no sistema de transporte. Os resultados das simulações são armazenados numa base de dados. Consultas a essa base de dados possibilitam o preenchimento da tabela de frequências de falhas e capacidades de transporte que constitui insumo para a análise econômica, que inclui simulação Monte Carlo de risco, com vistas a subsidiar a decisão de alocação de capacidade firme contratual e da tarifa de transporte a ser praticada para o Gasoduto.

A segunda situação contempla um gasoduto em operação, a exemplo do Gasbol. O processo é iniciado através de informações de falhas detectadas pelo Sistema de Supervisão e Controle e Aquisição de Dados – SCADA. Essas informações são comparadas com a tabela de frequências de falhas e capacidades de transporte que constitui insumo para a programação linear com função objetivo de minimização de perda de receita e penalidades contratuais. A programação linear obedece a um conjunto de restrições previamente definido. Os resultados da programação linear definem os volumes de gás que serão efetivamente entregues em cada ponto de entrega de gás num dado dia de operação do gasoduto minimizando os efeitos decorrentes de redução imprevista de fornecimento de gás ou de restrições de capacidade de transporte, selecionando os pontos de entrega que serão atendidos plenamente e aqueles que serão reduzidos ou mesmo cortados, segundo critérios pré-estabelecidos. Os resultados são comprovados por simulação termohidráulica. As frequências de falhas, que constam da tabela, não são aplicáveis a esta análise pois as falhas consideradas são aquelas que ocorreram naquele dia de operação. São emitidos relatórios da simulação termohidráulica de modo a comprovar as determinações de alocação de gás provenientes da programação linear.

A terceira situação contempla o processo de nominação de gás ao Distribuidor pelo Carregador. A alocação ótima do suprimento de gás disponível leva em conta restrições contratuais, preços do gás e os volumes requisitados pelo Distribuidor para um dado dia de operação. É executada uma rotina de programação linear com função objetivo de maximização de lucro.

Os resultados das simulações Monte Carlo de falhas dos equipamentos (unidades compressoras, válvulas de bloqueio, pontos de suprimento e entrega de gás) definem os casos de falhas que são simulados pelo Simulador Termohidráulico em regimes permanente e transiente para avaliação das respectivas capacidades de transporte decorrentes das falhas. Os resultados constituem a base de dados utilizada para o preenchimento da tabela de frequências de falhas e capacidades de transporte.

A figura 4 apresenta a arquitetura do sistema *web* corporativo que consiste basicamente de um servidor de dados Oracle com o modelo de dados de gasodutos APDM e as aplicações ArcSDE (gestor de dados georeferenciados), o ArcIMS (publicador *web*), Visualizador de Gasodutos, Simulador Termohidráulico,

Otimizador de Programação Linear e o *Scenario Builder* (interface com o usuário final que agrega todas as aplicações do SGLT). Os processos mapeados consistem da nominação do gás natural, transporte por gasodutos, gestão da entrega efetiva de gás ao Distribuidor, contingências operacionais, programação de manutenção do sistema de transporte e simulação de falhas de seus equipamentos. O processo de nominação do gás envolve a requisição dos volumes desejados pelo Distribuidor ao Carregador e sua compatibilização com o(s) suprimento(s) e as capacidades de transporte disponíveis, resultando nos volumes programados em base mensal, semanal e diária para entrega efetiva do gás.

Os eventos associados com contingências operacionais, manutenção programada e falhas não programadas de equipamentos do sistema de transporte podem reduzir sua capacidade de transporte e expor o Carregador e o Transportador às penalidades contratuais por falha de entrega e transporte de gás nos volumes previamente nominados. Para mitigar os efeitos negativos relacionados com a indisponibilidade de equipamentos, devido à sua retirada de serviço para manutenção programada ou devido às falhas durante sua operação, é efetuado um estudo de simulação Monte Carlo em conjunto com simulações termohidráulicas. Os resultados das simulações Monte Carlo, em conjunto com uma avaliação econômica, indicam os possíveis níveis de redundância com base nos custos de capital, operação e manutenção versus exposição a perdas de receitas e a multas contratuais.

O Gasoduto Bolívia-Brasil constitui-se de 557 km de dutos desde Rio Grande (Bolívia) até a fronteira entre Bolívia e Brasil, 1264 km da fronteira até Campinas (São Paulo, Brasil), 1190 km de Campinas até Canoas (Porto Alegre) e um trecho de interconexão de Campinas até Guararema de 153 km, totalizando 3164 quilômetros de dutos. Naquela ocasião, o custo total da obra foi de 2.1 bilhões de dólares, sendo 1.7 bilhões no lado brasileiro e 0.4 bilhões no lado boliviano. Os investimentos adicionais em confiabilidade das estações de compressão somaram cerca de 85 milhões de dólares. A figura 5 apresenta o Gasbol e sua localização geográfica.

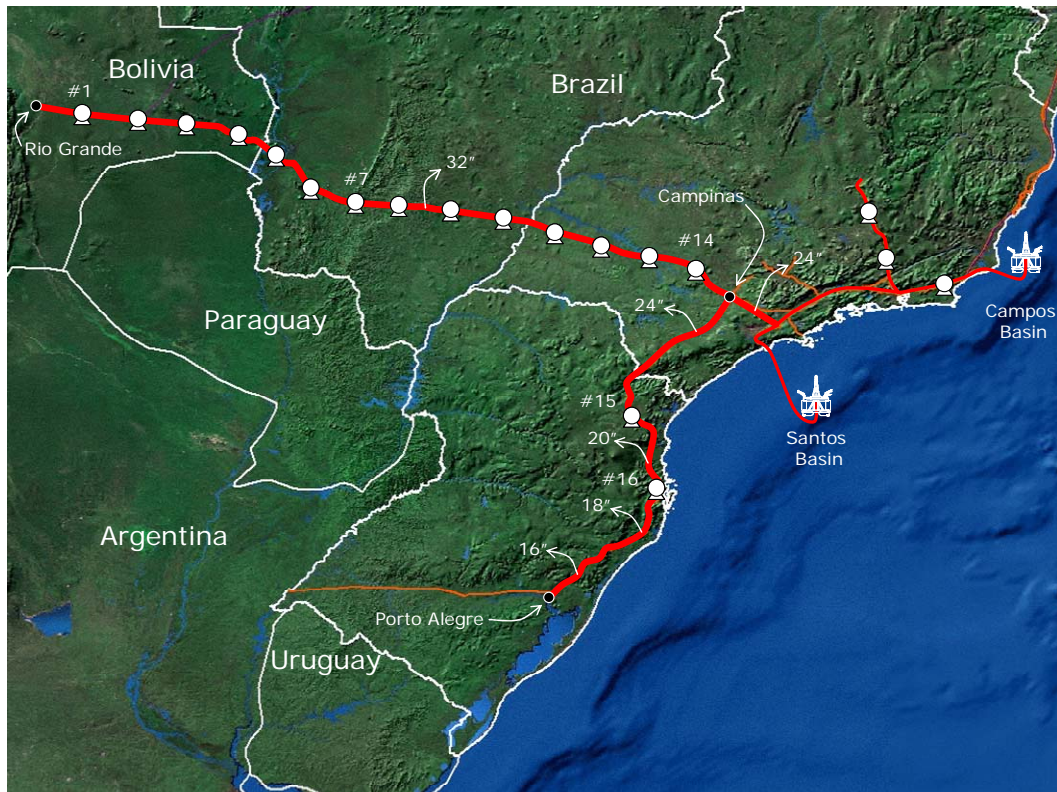


Figura 5 – Gasoduto Bolívia-Brasil

A obra teve início em 1997 e o trecho norte do Gasbol iniciou operação em junho de 1999 com demanda de 2.15 Mmm³/d e o trecho sul no ano de 2000. Atualmente o transporte de gás já atinge sua capacidade de projeto de 30 Mmm³/d.

À medida que a demanda por gás natural pelo mercado consumidor aproxima-se da capacidade máxima instalada de transporte do gasoduto a confiabilidade de transporte e conseqüentemente a disponibilidade de seus equipamentos tornam-se itens chaves ao atendimento aos volumes de gás firmes, geralmente sujeitos às cláusulas contratuais de *ship-or-pay* e *take-or-pay*. A cláusula de *ship-or-pay* envolve o Carregador e o Transportador. O Carregador compromete-se a utilizar a capacidade de transporte contratada para um dado período, e terá que pagar por tais serviços mesmo que estes sejam demandados abaixo do valor contratado. O Transportador, por sua vez, compromete-se a efetuar o transporte de gás aos níveis contratuais e terá que pagar multas caso não cumpra com tal obrigação. A cláusula *take-or-pay* envolve o Carregador e o Distribuidor. O Carregador obriga-se a disponibilizar volumes acordados de gás natural, ao Distribuidor, em determinados pontos de entrega, e o Distribuidor se obriga a receber tais volumes. O não cumprimento dessas obrigações expõe tanto

Carregador como Distribuidor a multas contratuais. A figura 2 ilustra essa relação contratual entre as partes envolvidas na cadeia do gás natural. Tal situação tornou evidente a necessidade de uma metodologia capaz de quantificar a disponibilidade do sistema de transporte e ao mesmo tempo propor medidas que permitissem aumentá-la a um nível economicamente viável em comparação com o nível de risco suportável pelos agentes.