



IBP1544_08

SISTEMA DE GESTÃO DE LOGÍSTICA DE TRANSPORTE DE GÁS POR GASODUTOS

Sidney Pereira dos Santos¹, Antonio Orestes de Salvo Castro², José
Eugênio Leal³

Copyright 2008, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008*, realizada no período de 15 a 18 de setembro de 2008, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008*.

Resumo

Uma gestão eficaz da cadeia de negócio do gás natural com logística de transporte por gasodutos deve considerar sua relação com os principais agentes da cadeia de negócio, como Carregadores, Fornecedores, Transportadores e Distribuidores. Deve basear-se em sistemas de suporte à decisão, otimizando recursos e mitigando efeitos contingenciais de redução do suprimento do gás natural, contingências operacionais de paradas programadas e não programadas de equipamentos e redução de demanda do mercado consumidor. Esse trabalho apresenta a aplicação prática de tecnologias de simulação termohidráulica de escoamento de gás em gasodutos, simulação Monte Carlo para estudo de disponibilidade de estações de compressão e avaliação de risco econômico de perdas de receitas e penalidades contratuais e programação linear de maximização e minimização de resultados. O sistema proposto possibilita a avaliação do nível ótimo de disponibilidade do sistema de transporte, a ser mantido pelo Transportador, através de redundâncias, para mitigar exposição a riscos de perdas de receitas e multas contratuais. Identifica, quantifica e justifica economicamente a implantação de unidades compressoras reservas nas estações de compressão, mitigando a exposição do Transportador à perdas por eventuais reduções de capacidade de transporte decorrentes de paradas programadas e não-programadas de unidades compressoras.

Abstract

An efficient management of the natural gas business chain, based on pipeline transmission network and taking into consideration the interaction between the main players such as Shippers, Suppliers, Transmission Companies and Local Distribution Companies, requires the use of decision-making support systems to maximize resources and mitigate contingencies due to gas supply shortfalls, operational contingencies from scheduled and non-scheduled equipment outages as well as market demand shortfalls. This work presents a practical utilization of technologies such as thermohydraulic simulation of gas flow through pipelines, Monte Carlo simulation for compressor station availability studies and economic risk evaluation related to potential revenue losses and contractual penalties and linear programming for maximization and minimization objective function. The proposed system allows the definition of the optimum availability level to be maintained by the Transporter, by means of installing redundancy, to mitigate losses related to revenue and contractual penalties. Identifies, quantifies and justifies economically the installation of stand-by compressor units, mitigating Transporter exposure to losses due to capacity shortfalls as consequence of scheduled and non-scheduled outages.

1. Introdução

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

¹ Mestre, Consultor Sênior - PETROBRAS

² PHD, Consultor de Negócios – PETROBRAS

³ PHD, Coordenador de Mestrado Profissionalizante – PUC-Rio

Transporte de Gás Natural por Gasodutos – SGLT, cujo diagrama funcional é apresentado na Figura 1 e cuja arquitetura é apresentada na Figura 2.

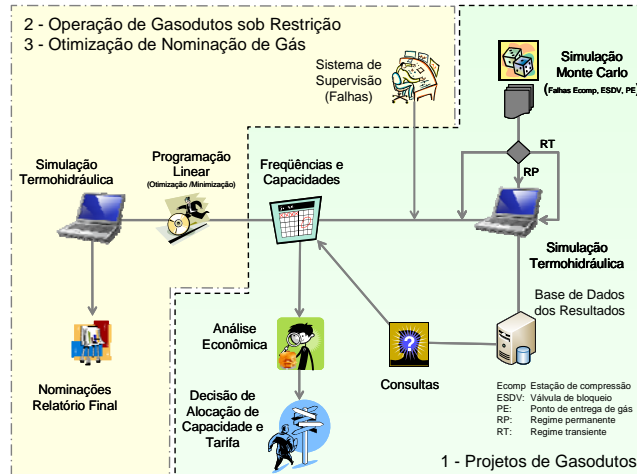


Figura 1 – Diagrama funcional do SGLT

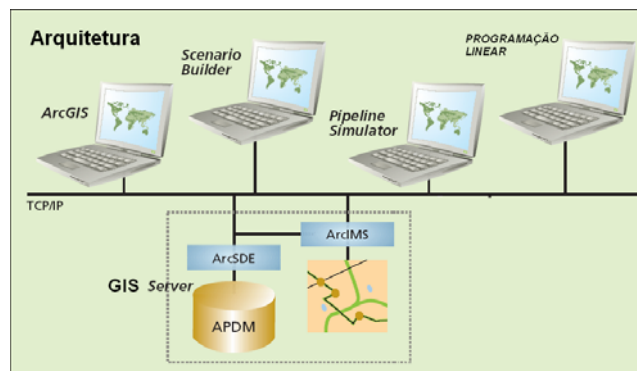


Figura 2 – Arquitetura do SGLT

O SGLT, como proposto por Santos (2008) contempla as três situações apresentadas abaixo:

- (A) Novo projeto de gasoduto (parte 1 da Figura 1);
- (B) Gasoduto em operação (parte 2 da Figura 1);
- (C) Nomenclatura de gás ao Distribuidor pelo Carregador (parte 3 da Figura 1).

A Figura 2 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 (*Pipeline Simulator*), Otimizador de Programação Linear e o *Scenario Builder* (interface com o usuário final que agrega todas as aplicações do SGLT). Os processos mapeados (Figuras 1 e 2) incluem nomenclatura 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 nomenclatura 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. As simulações Monte Carlo, juntamente com a 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 constituiu-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. A Figura 3 apresenta o Gasbol e sua localização geográfica. Atualmente sua capacidade de transporte de gás já atinge 30 Mmm³/d.

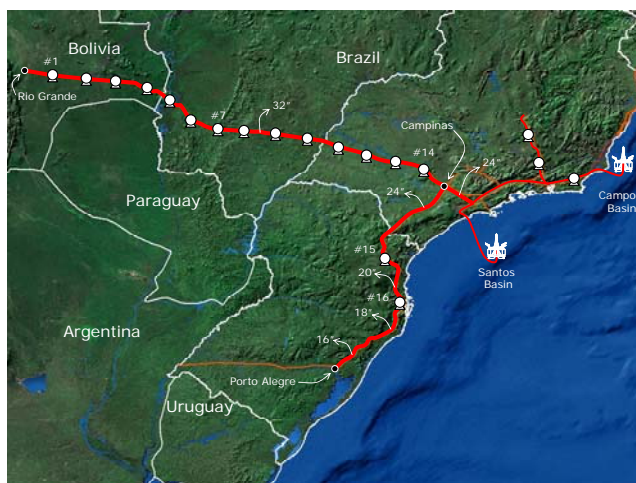


Figura 3 – Gasoduto Bolívia-Brasil – Gasbol

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 4 ilustra essa relação contratual entre as partes envolvidas na cadeia do gás natural. Tal situação torna 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.

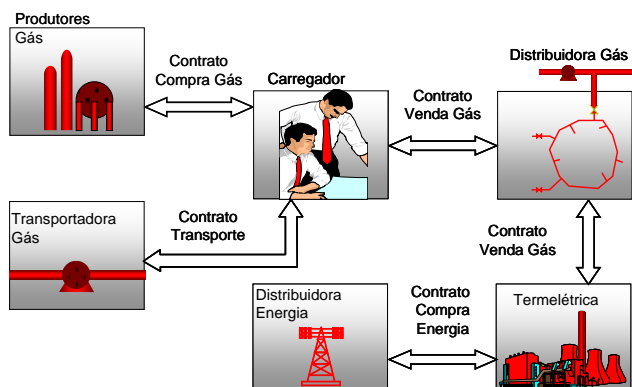


Figura 4 – Cadeia de Negócio do Gás Natural

2. Objetivos dos SGLT

O Sistema de Gestão de Logística de Transporte de Gás Natural por Gasodutos – SGLT foi concebido com vistas a atender os seguintes objetivos:

(1) Maximizar os resultados da venda dos suprimentos de gás disponíveis em atendimento às demandas do Distribuidor;

(2) Mitigar a exposição aos riscos de multas contratuais por parte dos agentes envolvidos na cadeia do negócio de gás natural sob condições contingenciais de redução de capacidade de transporte devido a falhas de equipamentos ou de redução de suprimento de gás. No caso do Transportador, o risco de não transportar a totalidade dos volumes de gás nominados e, no caso do Carregador, o risco por não entregar os volumes de gás nominados pelo Distribuidor;

(3) Quantificar o nível de disponibilidade e a capacidade firme de transporte de gás através de (i) simulações Monte Carlo para identificar a frequência de falhas de componentes do sistema de transporte, de (ii), simulações termohidráulicas de escoamento de gás na malha de gasodutos (iii) de avaliação técnica e econômica do nível ótimo de disponibilidade a ser adotado para o sistema de transporte e de (iv) programação linear para a gestão dos cortes de entrega de gás sob cenário de restrições de oferta ou demanda.

(4) Incorporar os processos fundamentais ao negócio do gás natural envolvendo Produtor, Carregador, Transportador e Distribuidor.

(5) Otimizar a alocação do suprimento de gás natural disponível a usos que melhor atendam às necessidades da sociedade e aos requisitos contratuais entre os agentes, sob uma ótica coerente e consistente de rentabilidade;

(6) Gerir situações contingenciais de suprimento, transporte e mercado, mitigando seus efeitos negativos, em conformidade com procedimentos previamente estabelecidos e transparentes.

3. Tecnologias Utilizadas

3.1. Simulação Termohidráulica

A simulação termohidráulica de uma malha de gasodutos de transporte de gás requer um modelo que caracterize os gasodutos, equipamentos e acessórios que tenham influência no escoamento de gás, bem como equações e condições de recebimento, entrega e de operação do sistema. É necessário um software especializado em escoamento termohidráulico em regime permanente (estático) e transiente (dinâmico) com capacidade de simular tal operação.

A tecnologia de simulação de escoamento termohidráulico de gás natural em gasodutos teve um desenvolvimento acentuado nas últimas décadas.

Essa tecnologia permite simular o comportamento da malha de gasodutos em regime permanente e transiente e, segundo Santos (1997) é de fundamental importância para o desenvolvimento de projetos de gasodutos. Sem a utilização da simulação transiente na fase de projeto de um gasoduto o empreendedor se expõe ao risco de superdimensionar o sistema podendo afetar sua viabilização, ou mesmo subdimensionar o sistema de transporte e conseqüentemente se expor a investimentos incrementais, não previstos no projeto original, para solucionar problemas devido à falta de capacidade de transporte para atender condições de perfis de demanda de gás do mercado consumidor. No caso do subdimensionamento, destruiria valor, com reflexo direto na redução da taxa de retorno do empreendimento.

3.2. Simulação Monte Carlo

A tecnologia de avaliação de projetos e processos com variáveis com comportamento voláteis segundo curvas de distribuição estatísticas passou a ser utilizada mais extensivamente nas últimas décadas. Sua origem remonta ao desenvolvimento do projeto Manhattan que desenvolveu a bomba atômica. O crédito para a invenção do método de Monte Carlo cabe a Stanislaw Ulam, um matemático polonês, que trabalhou com John Von Neumann no Projeto Manhattan dos Estados Unidos, na década de 40. Trabalhando com John Von Neumann e Nicholas Metropolis, ele desenvolveu algoritmos para implementação em computador e também maneiras de transformar problemas não-randômicos em formas randômicas que poderiam facilitar soluções através de amostragem estatística. Foi Metropolis que codinomeou o método de Monte Carlo como referência aos cassinos da capital do Principado de Mônaco. O primeiro trabalho publicado do método Monte Carlo foi em 1949. O método utiliza amostragem estatística para aproximar soluções para problemas quantitativos. Disponível em: <http://www.riskglossary.com/link/monte_carlo_method.htm>. Acesso em: 28 maio 2008.

Segundo Evans e Olson (1998), simulação Monte Carlo é, basicamente, um experimento amostral cuja finalidade é estimar a distribuição de uma variável de resultado que depende de diversas variáveis de entrada com suas respectivas

curvas de distribuição probabilísticas. A simulação Monte Carlo é freqüentemente utilizada para avaliar o impacto esperado devido às mudanças estratégicas e do risco envolvidos na tomada de decisão. O risco é normalmente definido como a probabilidade de ocorrência de um resultado indesejado.

3.3. Programação Linear

Segundo Ragsdale (2006) decidir como melhor usar recursos limitados de um indivíduo ou de um negócio é um problema universal. No atual ambiente competitivo de negócio é de importância crescente se certificar de que os recursos limitados da companhia sejam usados da maneira mais eficiente possível.

A programação linear atende essa demanda básica por otimização, requerendo que se equacione o problema em análise e se incorpore todas as restrições relevantes e aplicáveis ao caso. O conjunto de equações lineares que passam a representar a função objetivo e as restrições de capacidade (decorrentes de contingências operacionais ou restrições de oferta ou demanda) pode ser resolvido pelo algoritmo simplex de solução de equações lineares ou mesmo utilizando-se o Solver do Microsoft Excel, dependendo da complexidade do modelo.

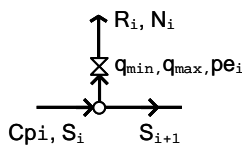
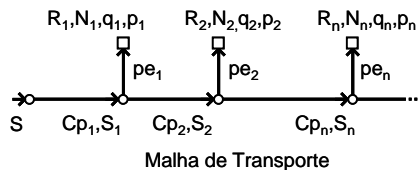
A programação linear utilizada no estudo considerou duas funções objetivo: (a) maximização da comercialização do gás e (b) minimização das perdas (receitas e multas contratuais).

3.3.1 Maximização da Comercialização do Gás

A função objetivo de maximização das receitas, ilustrada na Figura 5, considera a comercialização de um determinado suprimento de gás disponível, sujeito à capacidade de transporte declarada pelo Transportador e leva em consideração os volumes requeridos pelo Distribuidor e/ou grandes consumidores (plantas termelétricas), pois é praticado um preço final do gás (commodity + transporte) diferenciado para cada tipo de consumidor (industrial e termelétrico), além de custos de transferência quando aplicado a consumo interno das refinarias, unidades industriais e plantas termelétricas de propriedade da PETROBRAS..

A função objetivo de maximização otimiza o produto do somatório dos volumes de gás nominados ao Distribuidor pelos preços finais de venda de gás (commodity + transporte) em cada ponto de entrega de gás, para uso industrial, termelétrico e uso interno da Petrobras.

As restrições aplicáveis requerem: (1) que o somatório dos volumes de gás nominados (N_i) ao Distribuidor seja menor ou igual ao suprimento de gás (S_i) disponibilizado pelo Produtor; (2) que o somatório dos volumes de gás nominados ao Distribuidor seja menor ou igual a capacidade de transporte (Cp) declarada pelo Transportador; (3) que cada volume de gás nominado (N_i) num dado ponto de entrega seja menor ou igual ao volume requerido (R_i) pelo Distribuidor; (4) que cada volume de gás nominado (N_i) num dado ponto de entrega seja maior ou igual ao volume mínimo operacional (q_{min}) daquele ponto de entrega ou zero, conforme definido pelas restrições (3) e (4); (5) que os preços (p_i), capacidades de transporte (Cp_i) em cada trecho do Gasoduto e Suprimentos (S_i) disponíveis de gás em cada ponto de entrega sejam maiores ou iguais a zero; (6) que o Suprimento de gás (S_i) a montante de cada ponto de entrega seja igual ao volume nominado (N_i) naquele ponto de entrega mais o suprimento a jusante (S_{i+1}) daquele ponto de entrega; (7) que o Suprimento de gás (S_i) a montante de cada ponto de entrega seja menor ou igual a capacidade de transporte (Cp_i) a montante do respectivo ponto de entrega; (8) que a capacidade de transporte (Cp_i) a montante de cada ponto de entrega seja maior que zero e menor ou igual a 30 MMm3/d; (9) que a capacidade máxima de entrega de gás (q_{max}) num dado ponto de entrega seja maior ou igual ao volume de gás nominado (N_i) para aquele ponto de entrega; (10) a utilização de variáveis binárias (Y_i) (que assumem valores 0 ou 1) de modo a permitir que o solver otimize a distribuição de volumes de gás através dos pontos de entrega, podendo identificar pontos de entrega com vazões iguais a zero, mínimas ou superiores as mínimas definidas para cada ponto de entrega.



Detalhe dos Nós de Entrega.

$$Max f(z) = \sum_{i=1}^n N_i p_i$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n N_i \leq S \tag{1}$$

$$\sum_{i=1}^n N_i \leq Cp \tag{2}$$

$$N_i \leq R_i \times Y_i \tag{3}$$

$$N_i \geq q_{min} \times Y_i \tag{4}$$

$$p_i, Cp_i, S_i \geq 0 \tag{5}$$

$$S_i = N_i + S_{i+1} \tag{6}$$

$$S_i \leq Cp_i \tag{7}$$

$$0 \leq Cp_i \leq 30 \tag{8}$$

$$q_{max} - N_i \geq 0 \tag{9}$$

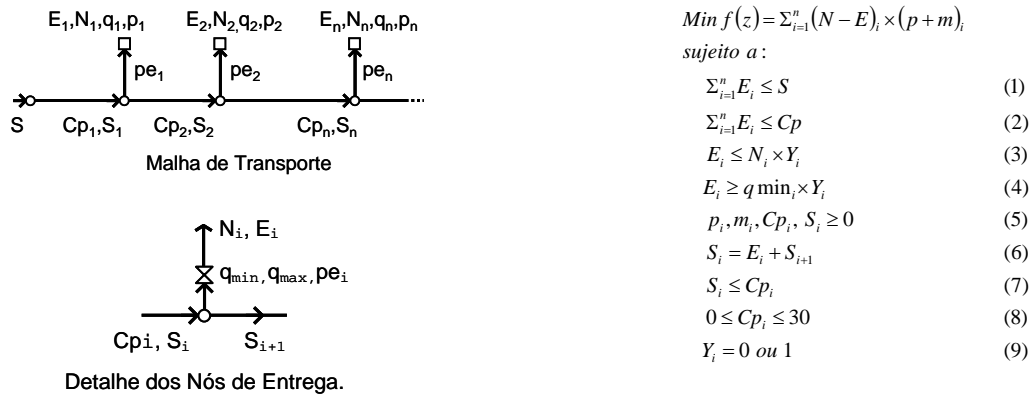
$$Y_i = 0 \text{ ou } 1 \tag{10}$$

Figura 5 – Função objetivo de maximização das receitas

3.3.2 Minimização das perdas (receitas e multas contratuais)

A função objetivo de minimização, ilustrada na Figura 6, mitiga as perdas de receitas e de pagamento de penalidades contratuais, decorrentes de não se entregar a totalidade dos volumes de gás nominados, para um determinado dia, devido a contingências operacionais que reduzem a capacidade de transporte do Transportador ou devido à redução do suprimento de gás pelo Produtor. As contingências operacionais que podem reduzir capacidade de transporte envolvem falhas de unidades compressoras das estações de compressão do gasoduto, falhas dos pontos de entrega de gás e falhas por fechamento indevido de válvulas de bloqueio do gasoduto. As frequências das falhas de unidades compressoras das estações de compressão são indicadas nas Tabelas 1, 2 e 3. O fechamento de válvulas de bloqueio, devido à elevada disponibilidade desses equipamentos, na ordem de 0.9999, e por permanecerem fechadas apenas por cerca de 4 horas, não apresentam impacto significativo na redução da capacidade de transporte do Gasoduto e, portanto, não foram consideradas. Mesmo proceder foi adotado para os pontos de entrega de gás. A função objetivo de minimização é o produto do somatório da diferença entre os volumes de gás nominados e os volumes efetivamente entregues ao Distribuidor, num dado dia de operação, pela soma dos preços e multas contratuais para cada ponto de entrega definidos pelo Solver para atendimento parcial das demandas do Distribuidor.

As restrições aplicáveis requerem: (1) que o somatório dos volumes de gás entregues (E_i) ao Distribuidor seja menor ou igual ao suprimento de gás (S_i) disponibilizado pelo Produtor ou reduzido devido a contingências operacionais; (2) que o somatório dos volumes de gás entregues (E_i) ao Distribuidor seja menor ou igual a capacidade de transporte (Cp) declarada pelo Transportador ou decorrente de restrição operacional; (3) que cada volume de gás entregue (E_i) num dado ponto de entrega seja menor ou igual ao volume nominado (N_i) ao Distribuidor; (4) que cada volume de gás entregue (E_i) num dado ponto de entrega seja maior ou igual ao volume mínimo operacional (q_{min}) daquele ponto de entrega ou zero, conforme definido pelas restrições (3) e (4); (5) que os preços (p_i), multas contratuais (m_i), capacidades de transporte (Cp_i) em cada trecho do Gasoduto e Suprimentos (S_i) disponíveis de gás em cada ponto de entrega sejam maiores ou iguais a zero; (6) que o Suprimento de gás (S_i) a montante de cada ponto de entrega seja igual ao volume entregue (E_i) naquele ponto de entrega mais o suprimento a jusante (S_{i+1}) daquele ponto de entrega; (7) que o Suprimento de gás (S_i) a montante de cada ponto de entrega seja menor ou igual a capacidade de transporte (Cp_i) a montante do respectivo ponto de entrega; (8) que a capacidade de transporte (Cp_i) a montante de cada ponto de entrega seja maior que zero e menor ou igual a 30 MMm3/d; (9) a utilização de variáveis binárias (Y_i) (que assumem valores 0 ou 1) de modo a permitir que o solver otimize a distribuição de volumes de gás através dos pontos de entrega, podendo identificar pontos de entrega com vazões iguais a zero, mínimas ou superiores as mínimas definidas para cada ponto de entrega.



- | | |
|---|--|
| <p>z, perdas de receita e penalidades</p> <p>p, preço do gás</p> <p>m, multa por entrega do volume de gás</p> <p>S, suprimento de gás</p> <p>Cp, capacidade de transporte</p> <p><u>Volumes de Gás:</u></p> <p>R, volume de gás requerido no pe</p> <p>N, volume de gás nominado no pe</p> <p>E, volume de gás entregue no pe</p> | <p><u>Pontos de Entrega:</u></p> <p>pe, ponto de entrega de gás</p> <p>q_{min}, volume mínimo operacional do pe</p> <p>q_{max}, capacidade máx. do ponto de entrega</p> <p>Y, variável binária</p> |
|---|--|

Figura 6 – Função objetivo de minimização de perdas de receitas e penalidades

3.4. Sistema de Informação Geográfica - SIG

Foi adotado, para o desenvolvimento deste trabalho, o ArcGIS da ESRI (<http://www.esri.com>), líder mundial dessa tecnologia. É baseada em banco de dados georeferenciado e é utilizada pelas maiores empresas na área de petróleo, gás e energia. O Arc Pipeline Data Model – APDM foi o modelo de dados relacional georeferenciado também de propriedade intelectual da ESRI que incorpora a modelagem da atividade de transporte e distribuição de petróleo, derivados de petróleo, líquidos em geral e gás natural.

4. Metodologia

A metodologia adotada para a concepção do SGLT considerou as seguintes atividades:

- a. Modelagem da malha de gasodutos do Gasbol;
- b. Simulação Monte Carlo de Falhas de Equipamentos;
- c. Simulação Termohidráulica do comportamento operacional da malha de gasodutos sob diferentes cenários;
- d. Estudo de Disponibilidade do Sistema com diferentes níveis de redundância;
- e. Estudo de Viabilidade Econômica incluindo análise de risco;
- f. Programação Linear com funções objetivo de maximização e minimização;
- g. Aplicação *Scenario Builder* que incorpora as tecnologias citadas nos itens anteriores.

5. Estudo de Disponibilidade do Sistema de Transporte

Visto que a configuração de negócio do projeto do Gasbol envolve diferentes empresas, a modelagem levou isso em conta para mapear as disponibilidades e os investimentos em redundância para as respectivas empresas relacionadas diretamente com a infra-estrutura de transporte. Neste trabalho são apresentados os estudos realizados no lado brasileiro do Gasbol com ênfase na confiabilidade das estações de compressão para subsidiar a execução da aplicação de programação linear com função objetivo de minimização de perdas de receitas e multas contratuais a que se expõe o Transportador. As simulações foram efetuadas segundo os seguintes parâmetros:

Softwares:	Microsoft Excel, @RISK 4.5
Número de iterações:	5000
Tipo de Amostragem:	Hípercubo Latino
Semente do Gerador Randômico:	Fixa e igual a 1
Recálculo padrão:	Valor Esperado
Coletânea de Amostras de Distribuição:	todas

As 5000 iterações para cada cenário simulado foram convertidas em histogramas com as frequências de cada tipo de falha obtida pela simulação Monte Carlo. Com a identificação das falhas e suas frequências efetuaram-se simulações termohidráulicas avaliando-se os impactos sobre a capacidade de transporte do sistema para avaliação econômica do nível de redundância a ser adotado para o sistema de transporte.

Para a avaliação da confiabilidade da malha de gasodutos do Gasbol adotou-se a metodologia apresentada por Santos et al. (2006) aplicada às 10 estações de compressão do Gasbol (lado brasileiro), onde os autores apresentam uma avaliação estatística comparativa baseada em distribuição de probabilidade discreta binomial juntamente com a simulação Monte Carlo e, visto que a avaliação binomial exige que todos os equipamentos tenham a mesma disponibilidade (probabilidade), a configuração das estações de compressão foi simplificada, considerando-se unidades compressoras idênticas e com a mesma quantidade de unidades por estação. A simulação Monte Carlo não está sujeita a esta restrição, podendo ser aplicada a qualquer configuração de máquinas por estação e com disponibilidades individuais diferentes. Os autores destacam a aplicabilidade do método de simulação Monte Carlo, sua simplicidade e maior flexibilidade.

5.1. Disponibilidade de Unidades Compressoras

Foram consideradas as informações contidas no *Electric Power Research Institute - EPRI* (1999) e *North American Electric Reliability Council – NERC* (2005) para estações de compressão. Ambas as fontes, EPRI e NERC, são respeitadas internacionalmente e seus trabalhos são fortemente baseados em levantamentos estatísticos da operação de estações de compressão (EPRI) e de geração termelétrica (NERC). Foi adotado o valor de disponibilidade de 0.9294

obtido pela metodologia do NERC ao invés do apresentado pelo EPRI de 0.971 por se assemelhar mais com os valores observados ao longo dos cerca de 8 anos de operação do Gasbol, conforme verificação junto à equipe de operação da TBG, para suas estações de compressão, além do fato de ser mais conservador. Manteve-se a abordagem da simplificação do arranjo das estações de compressão, conforme Figuras 7 e 8, onde vemos a arranjo das estações de compressão como estão instaladas no Gasbol e o modelo simplificado para efeito deste trabalho.

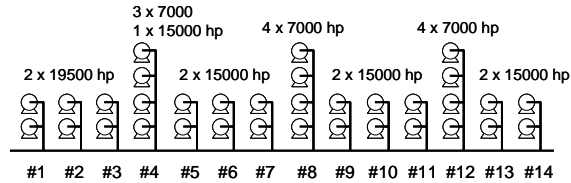


Figura 7 – Arranjo das Estações de Compressão do Gasbol como Instaladas

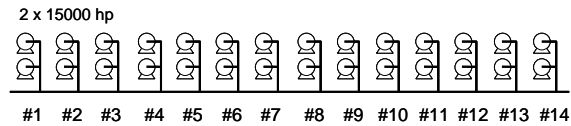


Figura 8 – Arranjo Simplificado das Estações de Compressão do Gasbol

5.2. Configurações Estudadas

Foram estudadas 3 alternativas de instalação de unidades compressoras reservas para as estações de compressão, considerando (a) nenhuma unidade compressoras reserva, (b) com 5 unidades reservas e (c) com 10 unidades reservas. As Tabelas (1, 2, 3 e 4) apresentam os resultados das simulações termohidráulica e Monte Carlo, cujos valores da disponibilidade do sistema de transporte para cada alternativa é apresentado abaixo:

- | | |
|---|--------|
| (a) sem unidades compressoras reservas: | 0.9056 |
| (b) com 5 unidades reservas: | 0.9573 |
| (c) com 10 unidades reservas, para o caso da TBG: | 0.9956 |

Tais tabelas apresentam na primeira coluna as condições de falhas de 0 (nenhuma unidade), 1 e 2 unidades compressoras por estação de compressão, bem como a condição de falha de 1 unidade em uma dada estação seguida da falha simultânea de uma outra unidade na estação de compressão seguinte (contígua). A segunda coluna apresenta a frequência, em dias por ano, para o inteiro conjunto de estações de compressão. A terceira coluna apresenta a capacidade de transporte que se pode manter para cada condição de falha obtida da simulação termohidráulica. A quarta coluna apresenta a frequência de falhas para cada condição e para cada estação de compressão. Considerando apenas as falhas de unidades compressoras das estações de compressão a capacidade média, em MMm³/d, é obtida através do somatório da multiplicação de cada capacidade pela ocorrência de falhas para cada estação dividido pelo total de dias do ano.

A disponibilidade do sistema de transporte é determinada dividindo-se a capacidade média pela capacidade firme contratada do gasoduto. A exposição ao risco de não se atender a capacidade firme contratada de 30.08 MMm³/d para cada alternativa de instalação de unidades compressoras reservas pode ser observada na Figura 9 que apresenta uma curva de capacidade versus frequência percentual de ocorrência, onde fica evidente que com a instalação de mais unidades reservas reduz-se a probabilidade de se operar com capacidades inferiores à contratada. A disponibilidade média para cada caso, considerando a quantidade de unidades reservas instaladas, são apresentadas nas Tabelas 1, 2 e 3.

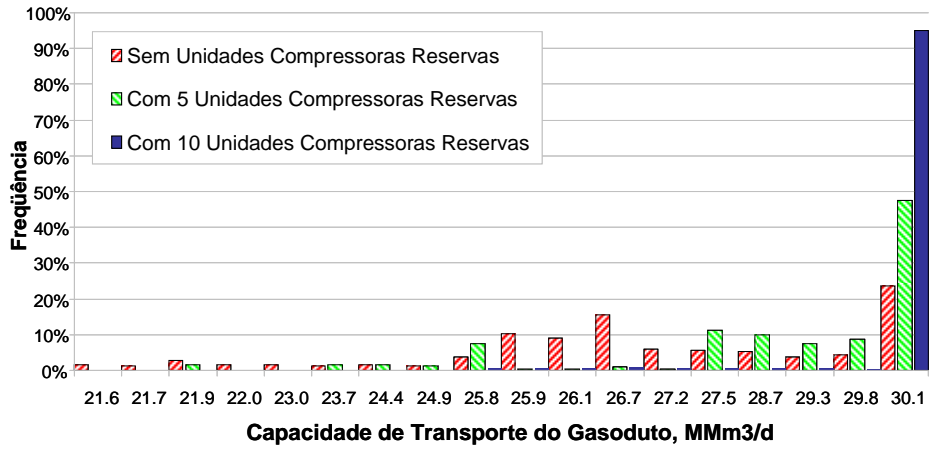


Figura 9 – Capacidade versus frequência percentual versus quantidade de unidades compressoras reservas

Tabela 1 – Resultados das simulações Monte de Carlo e termohidráulica – Sem unidades compressoras reservas

Falhas, Unidades por Estação	Ocorrências Falhas dias/Ano	Capacidade, MM3/d	Estações de Compressão No. # / Ocorrências de Falhas													
			#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14				
0	86.43	30.08														
1	214.86	25.90	36.1													
		26.10	31.6													
		26.70	29.1													
		27.20	24.5													
		27.50	19.2													
		28.70	19.1													
		29.80	17.6													
		25.80	14.2													
2	17.58	25.90	1.8													
		26.10	1.9													
		26.70	1.7													
		27.20	1.7													
		27.50	1.8													
		28.70	1.7													
		29.80	1.7													
		25.80	1.6													
1 Contigua	46.14	21.60	5&6 6&7 7&8 8&9 9&10 10&11 11&12 12&13 13&14													
		21.70	5.9													
		21.90	5.1													
		22.00	5.1													
		23.00	5.4													
		23.70	5.9													
		24.40	4.3													
		24.90	5.2													
		21.90	4.1													
		21.90	5.1													
Total, dias		365														
Capacidade média		27.2403														
Capacidade firme contratual		30.08														
Disponibilidade		0.9056														

Tabela 2 – Resultado das simulações Monte de Carlo e termohidráulica – Com 5 unidades compressoras reservas

Falhas, Unidades por Estação	Ocorrências Falhas dias/Ano	Capacidade, MM3/d	Estações de Compressão No. # / Ocorrências de Falhas													
			#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14				
0	172.93	30.08														
1	160.79	25.90	1.6													
		26.10	1.6													
		26.70	1.5													
		27.20	1.4													
		27.50	1.4													
		28.70	39.3													
		29.80	33.9													
		25.80	30.0													
2	9.07	25.90	0.0													
		26.10	0.0													
		26.70	0.0													
		27.20	0.0													
		27.50	0.0													
		28.70	1.8													
		29.80	1.9													
		25.80	1.8													
1 Contigua	22.21	21.60	5&6 6&7 7&8 8&9 9&10 10&11 11&12 12&13 13&14													
		21.70	0.0													
		21.90	0.0													
		22.00	0.1													
		23.00	0.0													
		23.70	0.3													
		24.40	5.5													
		24.90	5.7													
		21.90	5.0													
		21.90	5.6													
Total, dias		365.00														
Capacidade média		28.7957														
Capacidade firme contratual		30.08														
Disponibilidade		0.9573														

Tabela 3 – Resultado das simulações Monte de Carlo e termohidráulica – Com 10 unidades compressoras reservas

Falhas, Unidades por Estação	Ocorrências Falhas dias/Ano	Capacidade, MMm3/d	Estações de Compressão No. # / Ocorrências de Falhas													
			#5	#6	#7	#8	#9	#10	#11	#12	#13	#14				
0	347.43	30.08														
1	17.50	25.90	1.8													
		26.10		1.9												
		26.70			1.7											
		26.70				1.7										
		27.20					1.8									
		27.50						1.7								
		28.70							1.7							
29.80								1.7								
29.30									1.6							
25.80										1.7						
											1.9					
2	0.00	25.90	0.0													
		26.10		0.0												
		26.70			0.0											
		26.70				0.0										
		27.20					0.0									
		27.50						0.0								
		28.70							0.0							
29.80								0.0								
29.30									0.0							
25.80										0.0						
											0.0					
1 Contigua	0.07	21.60	5&6	6&7	7&8	8&9	9&10	10&11	11&12	12&13	13&14					
		21.70	0.0													
		21.90		0.0												
		22.00			0.1											
		23.00				0.0										
		23.70					0.0									
		24.40						0.0								
		24.90							0.0							
		24.90								0.0						
		21.90									0.0					
Total dias	365.00															
Capacidade média		29.9466														
Capacidade firme contratual		30.08														
Disponibilidade		0.9956														

Tabela 4 – Resumo comparativo entre as alternativas de instalação de unidades compressoras reservas

Nome		Mínimo	Média	Máximo	x1	p1	x2	p2	x2-x1	p2-p1
Sem Equipamento Reserva										
Capacidade transporte	MMm3/d	21.60	27.24	30.08	21.90	5%	30.08	95%	8.18	90%
Perda de capacidade	MMm3/d	(8.4800)	(2.8397)	-	(8.1800)	5%	-	95%	8.1800	90%
Perda de receita	MMUS\$	(483.21)	(227.71)	(10.19)	(338.32)	5%	(125.43)	95%	212.89	90%
Penalidade contratual	MMUS\$	(483.21)	(227.71)	(10.19)	(338.32)	5%	(125.43)	95%	212.89	90%
VP das perdas	MMUS\$	(966.41)	(455.43)	(20.38)	(676.64)	5%	(250.86)	95%	425.78	90%
Com 5 Equipamentos Reserva										
Capacidade transporte	MMm3/d	21.9	28.80	30.08	24.9	5%	30.08	95%	5.18	90%
Perda de capacidade	MMm3/d	(8.1800)	(1.2843)	-	(5.1800)	5%	-	95%	5.1800	90%
Perda de receita	MMUS\$	(333.58)	(103.00)	-	(196.95)	5%	(28.74)	95%	168.21	90%
Penalidade contratual	MMUS\$	(333.58)	(103.00)	-	(196.95)	5%	(28.74)	95%	168.21	90%
VP das perdas	MMUS\$	(667.16)	(205.99)	-	(393.90)	5%	(57.48)	95%	336.42	90%
Recuperação de capacidade	MMm3/d	(8.1800)	1.5554	8.4800	(3.9800)	5%	7.0800	95%	11.0600	90%
Receita evitada	MMUS\$	(199.87)	124.72	401.59	(14.48)	5%	261.29	95%	275.77	90%
Penalidade contratual evitada	MMUS\$	(199.87)	124.72	401.59	(14.48)	5%	261.29	95%	275.77	90%
VP das receitas	MMUS\$	(399.74)	249.43	803.17	(28.95)	5%	522.59	95%	551.54	90%
VPL	MMUS\$	(464.24)	184.93	738.67	(93.43)	5%	458.19	95%	551.62	90%
Com 10 Equipamentos Reserva										
Capacidade transporte	MMm3/d	21.9	29.95	30.08	30.08	5%	30.08	95%	0	90%
Perda de capacidade	MMm3/d	(8.1800)	(0.1334)	-	-	5%	-	95%	-	90%
Perda de receita	MMUS\$	(212.48)	(10.70)	-	(51.35)	5%	-	95%	51.35	90%
Penalidade contratual	MMUS\$	(212.48)	(10.70)	-	(51.35)	5%	-	95%	51.35	90%
VP das perdas	MMUS\$	(596.84)	(21.41)	-	(95.28)	5%	-	95%	95.28	90%
Recuperação de capacidade	MMm3/d	(4.2800)	2.7062	8.4800	-	5%	8.1800	95%	8.1800	90%
Receita evitada	MMUS\$	(47.34)	217.01	483.21	109.68	5%	329.57	95%	219.89	90%
Penalidade contratual evitada	MMUS\$	(47.34)	217.01	483.21	109.68	5%	329.57	95%	219.89	90%
VP das receitas	MMUS\$	(94.69)	434.02	966.41	219.35	5%	659.13	95%	439.78	90%
VPL	MMUS\$	(223.69)	305.02	837.41	90.35	5%	530.13	95%	439.78	90%

6. Avaliação Econômica

Segundo Santos (2003), a avaliação de projetos para tomada de decisão tem sido objeto de muita atenção no meio acadêmico e empresarial. A utilização do método do fluxo de caixa descontado - FCD e a adoção do valor presente líquido - VPL associado à taxa interna de retorno – TIR esperada para o projeto para tomada de decisão de investimento e comparação entre diferentes projetos, tem sido defendida e recomendada por muitos autores como Ross et al. (2002) e Copeland (2000). Sua utilização tem sido disseminada no meio empresarial e tem contado com cada vez mais adeptos e defensores. Mas a utilização isolada do método do FCD, mesmo quando associada a estudos de sensibilidade (*what if scenarios*), não é suficiente para uma tomada de decisão eficaz, pois não constitui uma análise quantitativa de risco e atribui um mesmo peso probabilístico para todos os cenários incluindo aqueles em que todas as variáveis estão com seus valores máximos ou mínimos (Vose, 1996).

Segundo Hertz (1984), um projeto está sujeito a incertezas relacionadas ao comportamento volátil (variabilidade decorrente de condições de mercado, recursos humanos, prazos de execução de obras, etc.) de diversos de seus componentes que podem apresentar elevado grau de incerteza. Tais incertezas incluem custos de materiais e serviços,

prazos de execução, obtenção de licenças ambientais e inúmeros outros fatores cuja ocorrência probabilística e correlações entre as incertezas devem ser consideradas se havemos de identificar com clareza os riscos associados ao projeto para, então, eliminá-los ou mitigá-los apropriadamente. Incertezas combinadas podem multiplicar-se, gerando uma incerteza total de proporções críticas, alerta Hertz (1984).

A simulação Monte Carlo tem sido usada para a avaliação probabilística de riscos em projetos que utilizam o método do FCD. Dessa forma o empreendedor pode mensurar o risco de seu projeto e identificar ações para mitigá-los ou mesmo definir taxas de desconto que absorvam o risco identificado de modo a diminuir ou até eliminar sua exposição ao risco.

Conseqüentemente, se as incertezas não forem adequadamente tratadas na avaliação de um projeto, podem gerar resultados futuros adversos, podendo não somente apresentar VPL negativo como também ser um completo desastre econômico com reflexos adversos dentro de uma corporação e ainda comprometer a imagem da companhia diante de seus acionistas e da sociedade.

As simulações Monte Carlo, juntamente com as simulações termohidráulicas efetuadas para a malha de gasodutos do Gasbol, tiveram como finalidade básica determinar a disponibilidade do sistema global de transporte de gás em termos de capacidade de transporte disponível para fornecimento firme em base de um contrato *ship-or-pay* entre o Transportador e o Carregador. Essa capacidade firme de transporte é a que deve ser considerada na definição da tarifa de transporte do gasoduto de modo a remunerar todo o investimento de capital e custos operacionais ao longo da vida econômica do gasoduto. Tal procedimento não tem sido adotado no projeto de gasodutos e conseqüentemente expõe o Transportador a riscos econômicos associados às penalidades contratuais por não entregar os volumes firmes contratuais em sua plenitude. O Transportador também se expõe a investimentos futuros em instalação de equipamentos reservas que não foram considerados originalmente na determinação da tarifa de transporte e, em decorrência disto, reduzindo a taxa de retorno do projeto.

Visto que os equipamentos reservas foram considerados como não inclusos originalmente nos custos de capital do Gasbol, houve necessidade de se efetuar uma avaliação econômica para definir a quantidade de unidades compressoras reservas baseando-se nos resultados da simulação Monte Carlo e nas simulações termo hidráulicas de falha de unidades compressoras (paradas programadas ou não).

Visto que o Gasbol é constituído por duas empresas transportadoras: a Transportadora Gasoductos Boliviano – GTB e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil – TBG, os estudos econômicos para avaliação da instalação de equipamentos reservas foram feitos separadamente para o trecho boliviano e para o trecho brasileiro.

O objetivo do estudo econômico é identificar o nível de redundância adequado ao gerenciamento da exposição ao risco de perdas de receita e de penalidades contratuais. Foi adotado o método de fluxo de caixa descontado e foram comparados os resultados para três condições, de modo a identificar aquela com maior valor presente líquido. As receitas decorrente da redução de volumes não entregues e penalidades evitadas, referenciados a cada condição foram considerados como receitas e os custos com a instalação de unidades compressoras reservas foram considerados como investimentos. Nenhum custo adicional relacionado com consumo de combustível ou de manutenção foi considerado para as unidades compressoras reservas visto que irão operar como reservas.

6.1. Premissas Econômicas

Capacidade contratual firme:	30.08 MMm ³ /d
Poder calorífico superior:	36480 BTU/m ³
Tarifa de transporte:	1.20 US\$/MMBTU
Perda de receita:	1 x capacidade não-entregue
Penalidade contratual:	1 x capacidade não-entregue
Prazo contratual:	10 anos
Taxa de desconto:	15% a.a.
1 unidade reserva instalada:	US\$ 12,900,000.00

6.2. Resultados da Avaliação Econômica

Os resultados da avaliação econômica, baseados nas premissas econômicas, identificam a viabilidade de se instalar a alternativa (c) com 10 unidades compressoras reservas como evidenciado pelo VPL mais alto em comparação com as alternativas de instalação (a) com nenhuma reserva e (b) com 5 unidades reservas. O VPL médio da alternativa (c) é de US\$ 305.02, como apresentado na Tabela 4.

7. Conclusão

A implantação e uso do SGLT são de fundamental importância para a operacionalização da gestão do negócio de gás natural dada a complexidade da cadeia e por envolver diversos agentes sob uma relação contratual com cláusulas de penalidades por não cumprimento de obrigações relacionadas com suprimento, recebimento, transporte e entrega de gás natural.

A avaliação do nível ótimo de confiabilidade a ser adotado para o sistema de transporte, conforme a metodologia desenvolvida no corpo deste trabalho mostrou ser de fundamental importância para resguardar o equilíbrio financeiro do processo de transporte sob uma estrutura de contratos do tipo *ship-or-pay* com penalidades por não cumprimento do transporte dos volumes firmes contratados. No caso do Gasbol, o investimento em unidades compressoras reservas, mostrou ser economicamente viável e gerou benefícios ao Transportador, como evidenciado pelos VPLs para o lado brasileiro do Gasoduto. A adoção do método Monte Carlo para simulação de risco juntamente com o método de Fluxo de Caixa Descontado - FCD provê uma compreensão estatística da variabilidade da exposição a perdas de receitas, penalidades contratuais e do Valor Presente Líquido – VPL das alternativas com diferentes níveis de redundância, identificando o intervalo de confiança dos valores esperados. Tal metodologia propicia ao tomador de decisão uma melhor visualização dos riscos associados às alternativas de investimentos e conseqüentemente suporta, com melhor qualidade, o processo de tomada de decisão.

Tais constatações, observadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho, destacam a necessidade de se incorporar a metodologia desenvolvida em novos projetos de gasodutos. A simulação termohidráulica em regime permanente e transiente, em conjunto com a simulação Monte Carlo para avaliação da disponibilidade dos componentes da malha de gasoduto, permite quantificar o efeito das falhas na capacidade de transporte da malha do Gasoduto.

8. Referências

- COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. *Valuation: measuring and managing the value of companies*. New York: John Wiley & Sons, 2000.
- ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, EPRI. *Report No. RP 4CH2983*. California, 1999.
- EVANS, J. R.; OLSON, D. L. *Introduction to simulation and risk analysis*. Upper Sadle River: Prentice Hall, 1998.
- HERTZ, D. *Practical risk analysis: an approach through case histories*. New York: John Wiley & Sons, 1984.
- Monte Carlo simulation history. Disponível em: <http://www.riskglossary.com/link/monte_carlo_method.htm>. Acesso em: 28 maio 2008.
- NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL. *Report of January 2005*. New Jersey, 2005.
- RAGSDALE, C. T. *Spreadsheet modeling and decision analysis*. Cincinnati: South-Western College Publishing, 2006.
- ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. *Corporate finance*. Boston: McGraw-Hill, 2004.
- SANTOS, S. P. Transient analysis a must in gas pipeline design. In: PIPELINE SIMULATION INTEREST GROUP, 29., 1997, Tucson. *Proceedings...* Houston: PSIG, 1997.
- SANTOS, S. P.; BITTENCOURT, M. A. S.; VASCONCELLOS, L. D., Compressor Station Availability – Managing its Effects on Gas Pipeline Operation. In: INTERNATIONAL PIPELINE CONFERENCE, 6., 2006, Calgary. *Proceedings...* New York: ASME, 2006.
- SANTOS, S. P. Viabilidade de projetos sob condições de risco. In: Simpósio BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 35., 2003, Natal. *Anais...* Rio de Janeiro: SBPO, 2003.
- SANTOS, S. P. Sistema de Gestão Logística de Transporte de Gás por Gasodutos. 2008.101 f. Dissertação (Opção Profissional) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- VOSE, D. *Quantitative risk analysis: a guide to Monte Carlo Simulation Modelling*. New York: John Wiley & Sons, 1996.