



Marcelo Varejão Casarin

Metodologia para Cálculo de Capacidade de Gasodutos de Transporte

Monografia de Fim de Curso

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Engenharia de Dutos.

Orientador: Prof. Luis Fernando Alzuguir Azevedo
Coorientador: Luis Fernando Gonçalves Pires

Rio de Janeiro
Julho de 2016

Agradecimentos

Aos meus pais Antônio e Marcia, pelo amor, carinho e por terem me ensinado todos os valores morais muito importantes para minha formação como pessoa.

Às minhas irmãs Bianka e Juliana pelo apoio.

Aos professores orientadores Luis Fernando G. Pires e Luis Fernando A. Azevedo pela orientação e pela oportunidade.

A todos os professores que compuseram o quadro de aulas oferecidas.

A toda equipe do SIMDUT (Núcleo de Simulação Termo-hidráulica de Dutos da PUC-Rio) por corroborar e incentivar a fazer o curso.

Ao Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

E a todos que, de alguma forma, me ajudaram a concluir mais este objetivo.

Resumo

Casarin, Marcelo Varejão; Azevedo, Luis Fernando A.; Pires, Luis Fernando G. **Metodologia para Cálculo de Capacidade de Gasoduto de Transporte**, 2016. 67p. Monografia de Pós Graduação em Engenharia de Dutos - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A crescente participação do gás natural na matriz energética do país vem impulsionando a ampliação da malha de gasodutos de transporte existente. A legislação vigente obriga os transportadores a declararem os valores de capacidade dos gasodutos ou malhas de gasodutos, mas não estabelece como esses valores devem ser calculados. Os valores das capacidades são importantes não só para cumprir uma obrigação legal, mas eles podem servir de indicativo para outros agentes do mercado de onde existe a possibilidade de acesso aos ativos da infraestrutura de transporte existente, o que aumenta a competitividade do setor e atrai novos investimentos. A metodologia de cálculo de capacidade desenvolvida visa padronizar as etapas de cálculo das capacidades e os cenários que devem ser estudados, de forma que os transportadores cumpram suas obrigações impostas pela legislação e que as informações apresentadas sejam uteis aos diversos agentes do mercado de gás natural.

Palavras-chave

Capacidade de Gasodutos; Capacidade de Transporte; Capacidade Comercial; Capacidade Disponível; Capacidade Contratada; Capacidade Ociosa; Capacidade Comercial; Margem Operacional; Perfis de Consumo; Simulação de Gasodutos; Capacidade de Transporte.

Sumário

1. Introdução	10
2. Revisão Bibliográfica	13
2.1. União Europeia	14
2.1.1. Bélgica	17
2.1.2. Portugal	20
2.1.3. Espanha	24
2.1.4. Alemanha	26
2.2. Índia	28
2.3. Argentina	30
2.4. Noruega	31
2.5. Estados Unidos da América	32
3. Objetivo	34
4. Modelagem dos Gasodutos	35
4.1. Pontos de Recebimento (PTRs)	37
4.2. Estações de Distribuição de Gás (EDGs)	38
4.3. Pontos de Entrega (PTEs)	38
4.4. Estações de Compressão	38
4.5. Estações de Regulação	39
4.6. Segmentação da Malha de Gasodutos	39
5. Metodologia	41
5.1. Capacidade Contratada de Transporte	41
5.2. Capacidade de Transporte	42
5.3. Capacidade Disponível	43
5.4. Capacidade Ociosa	44

5.5. Margem Operacional	45
6. Aplicação da Metodologia	50
6.1. Exemplo 1	50
6.2. Exemplo 2	53
6.3. Exemplo 3	60
7. Conclusões	64
Referências Bibliográficas	66

Lista de figuras

Figura 1 – Representação de conceitos de capacidade	18
Figura 2 – Representação esquemática do processo de cálculo de capacidade	19
Figura 3 – Representação do conceito de capacidade na Alemanha	28
Figura 4 – Composição da máxima capacidade operacional	47
Figura 5 – Legenda dos diagramas	50
Figura 6 – Exemplo 1 – Diagrama esquemático	51
Figura 7 – Exemplo 1 – Cálculo da capacidade contratada dos pontos de entrega	52
Figura 8 – Exemplo 1 – Cálculo da capacidade de transporte do PE1	52
Figura 9 – Exemplo 1 – Gasoduto A segmentado	53
Figura 10 – Exemplo 1 – Gasoduto B segmentado	53
Figura 11 – Exemplo 2 – Diagrama esquemático	53
Figura 12 – Exemplo 2 – Cálculo da capacidade contratada dos pontos de entrega	54
Figura 13 – Exemplo 2 – Capacidade de transporte do PTE1	55
Figura 14 – Exemplo 2 – Capacidade comercial do PE1	56
Figura 15 – Exemplo 2 – Transiente no PTE1 para a capacidade comercial do PTE1	57
Figura 16 – Exemplo 2 – Transiente no PTE2 para a capacidade comercial do PTE1	57
Figura 17 – Exemplo 2 – Capacidade de transporte do PE2	58
Figura 18 – Exemplo 2 – Capacidade comercial do PTE2	58
Figura 19 – Exemplo 2 – Transiente no PTE2 para a capacidade comercial do PTE1	59
Figura 20 – Exemplo 2 – Transiente no PTE2 para a capacidade comercial do PTE2	59

Figura 21 – Exemplo 3 – Diagrama esquemático	60
Figura 22 – Exemplo 3 – Cálculo da capacidade contratada dos pontos de entrega	61
Figura 23 – Exemplo 3 – Cálculo da capacidade de transporte do PE2	62
Figura 24 – Exemplo 3 – Capacidade Comercial do PE2	63

Lista de tabelas

Tabela 1 – Decomposição da capacidade	48
Tabela 2 – Exemplo 1 – Características dos pontos de entrega	51
Tabela 3 – Exemplo 1 - Decomposição da capacidade para o PTE1	52
Tabela 4 – Exemplo 2 – Decomposição da capacidade para o PTE1	56
Tabela 5 – Exemplo 2 – Decomposição da capacidade para o PTE2	58
Tabela 6 – Exemplo 3 – Características dos pontos de entrega	60
Tabela 7 – Exemplo 3 - Decomposição da capacidade para o PE2	63

Nomenclatura

<i>PTR</i>	Ponto de recebimento
<i>PTE</i>	Ponto de entrega
<i>PMOA</i>	Pressão máxima operacional admissível
<i>EDG</i>	Estação de distribuição de gás
<i>ERP</i>	Estação redutora de pressão
<i>GUS</i>	Gás de uso do sistema
<i>ECOMP</i>	Estação de compressão
<i>P</i>	Pressão (kgf/cm ²)

1. Introdução

A Lei 11.909/09 (Lei do Gás), regulamentada pelo Decreto nº. 7.382 de 02/12/2010, dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Em especial, ressaltam-se os seguintes artigos:

Art. 32. Fica assegurado o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, nos termos da lei e de sua regulamentação, observado o disposto no § 2º do art. 3º e no § 3º do art. 30 desta Lei.

Art. 33. O acesso aos gasodutos de transporte dar-se-á, entre outras formas previstas em regulamentação, por contratação de serviço de transporte:

- I - firme, em capacidade disponível;
- II - interruptível, em capacidade ociosa; e
- III - extraordinário, em capacidade disponível.

Parágrafo único. O acesso aos gasodutos dar-se-á primeiramente na capacidade disponível e somente após sua integral contratação é que ficará garantido o direito de acesso à capacidade ociosa, observado o disposto no § 2º do art. 3º e no § 3º do art. 30 desta Lei.

Art. 34. O acesso ao serviço de transporte firme, em capacidade disponível, referido no inciso I do caput do art. 33 desta Lei, dar-se-á mediante chamada pública realizada pela ANP, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

Parágrafo único. Os acessos aos serviços de transporte interruptível, em capacidade ociosa, e extraordinário, em capacidade disponível, dar-se-ão na forma da regulamentação, assegurada a publicidade, transparência e garantia de acesso a todos os interessados.

A lei ainda define ainda alguns tipos de capacidade que devem ser divulgadas:

- Capacidade Contratada de Transporte: volume diário de gás natural que o transportador é obrigado a movimentar para o carregador, nos termos do respectivo contrato de transporte;
- Capacidade de Transporte: volume máximo diário de gás natural que o transportador pode movimentar em um determinado gasoduto de transporte;
- Capacidade Disponível: parcela da capacidade de movimentação do gasoduto de transporte que não tenha sido objeto de contratação sob a modalidade firme;
- Capacidade Ociosa: parcela da capacidade de movimentação do gasoduto de transporte contratada que, temporariamente, não esteja sendo utilizada;
- Carregador: agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;
- Gasoduto de Transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de tratamento ou processamento, de 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, ressalvados os casos previstos nos incisos XIX e XXI, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e pontos de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição;
- Serviço de Transporte Firme: serviço de transporte no qual o transportador se obriga a programar e transportar o volume diário de gás natural solicitado pelo carregador até a capacidade contratada de transporte estabelecida no contrato com o carregador;
- Transportador: sociedade ou consórcio, concessionário ou autorizado para o exercício da atividade de transporte de gás natural por meio de duto;

Embora a legislação brasileira apresente definições para capacidade, a mesma não descreve como estas devem ser calculadas e delega a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) o estabelecimento dos critérios para aferição das capacidades dos gasodutos de transporte. Atualmente, os transportadores são obrigados a publicar relatórios de capacidade dos gasodutos e o fazem elegendo cenários para os quais realizam simulações computacionais que auxiliam no cálculo da capacidade. Os princípios que norteiam a definição dos cenários ficam a cargo de cada transportador.

Sem existir uma uniformidade ou diretrizes da forma como os cálculos de capacidade devem ser executados, a legislação falha em dois dos propósitos para o qual foi criada: dar transparência ao processo e dar acesso a novos carregadores aos ativos de infraestrutura de serviços de transporte existentes.

2. Revisão Bibliográfica

No âmbito nacional poucos trabalhos foram desenvolvidos no intuito de deixar claro os conceitos de capacidade estabelecidos em lei, e suas aplicações aos gasodutos reais. A ANP, atenta à complexidade do problema, estabeleceu no Regulamento nº. 1/2003, que os transportadores deveriam publicar regularmente seus relatórios de simulação termo-hidráulica de capacidade. Porém, em face da inexistência de um procedimento para o cálculo de capacidade e de uma padronização do relatório, diversas dúvidas ainda estão presentes entre o agente regulador e os transportadores.

Silva e Santos (2009), realizaram uma extensa pesquisa bibliográfica sobre as definições e aplicações internacionais do conceito de capacidade, de forma a traçar um paralelo com o sistema nacional. É destacada a importância da definição de capacidade e seu papel em relação a transparência e consequente acesso de terceiros à infraestrutura de transporte de gás natural. Nesse trabalho também é destacada a importância do relatório de simulação termo-hidráulica e a necessidade de padronização.

Gama (2001) apresenta um trabalho onde são discutidos parâmetros que influenciam a capacidade máxima de transporte de um gasoduto. Todas as discussões são trabalhadas num caso de um duto simples, mas a definição de capacidade contratada e de como as vazões podem ser distribuídas pelos pontos de entrega não são abordados. Também não é apresentada uma metodologia para o cálculo de capacidade ociosa. Tipicamente, não é descrito como a ociosidade de um determinado gasoduto, ou ponto de entrega, deve ser avaliada para permitir a previsibilidade de uma oferta futura dessa capacidade.

Ao redor do mundo, cada país ou mercado de gás natural apresenta definições e conceitos para o cálculo da capacidade que se adaptam as suas legislações e realidades, entender como eles se comportam é um ponto de partida para a construção de uma metodologia que se adeque aos marcos regulatórios brasileiros.

2.1. União Europeia

O Parlamento Europeu publicou em 2009 a regulamentação nº 715/2009 que trata das condições de acesso a rede de transmissão de gás natural, onde define:

- *Capacity*: vazão máxima, expressa em unidade de volume ou de energia por unidade de tempo, a que o usuário da rede tem direito, de acordo com as disposições do contrato de transporte;
- *Unused capacity*: capacidade firme adquirida por um usuário da rede num contrato de transporte, mas não nomeada para utilização dentro do prazo definido no contrato;
- *Firm capacity*: capacidade de transporte de gás contratualmente garantida como não interruptível pelo operador da rede de transporte;
- *Technical capacity*: capacidade firme máxima que o operador da rede pode oferecer aos usuários da rede, tendo em conta a integridade da rede e os requisitos operacionais da rede de transporte;
- *Contracted capacity*: capacidade que o operador da rede de transporte atribuiu a um usuário da rede mediante um contrato de transporte;
- *Available capacity*: parte da capacidade técnica (*technical capacity*) que não é atribuída e que ainda se encontra disponível para a rede num determinado momento.

É possível fazer uma correlação das definições da comunidade europeia com as definições brasileiras:

Technical capacity - Capacidade de transporte

Available capacity - Capacidade disponível

Contracted capacity - Capacidade contratada de transporte

Unused capacity - Capacidade ociosa

Devesse atentar para a diferença de aplicação dessas definições, enquanto as europeias são destinadas a um sistema de transporte de gás, as brasileiras se aplicam a um gasoduto de transporte.

Os regulamentos, instruções normativas e trabalhos acadêmicos existentes geralmente demonstram a aplicação dos conceitos de capacidade em dutos simples, quando a realidade das redes de transporte são dutos em configuração de malha, com vários pontos de interconexão.

O GTE – *Gas Transmission Europe*, subdivisão do GIE – *Gas Infrastructure Europe*, publicou em 2003 um relatório onde propõem uma metodologia para o cálculo da capacidade disponível (*available capacity*). No relatório, a capacidade disponível depende do cálculo da capacidade técnica (*technical capacity*), que por sua vez é função das características técnica do sistema e das hipóteses utilizadas para a confecção dos cenários nos pontos de recebimento e entrega de gás natural, mas novamente os exemplos utilizados para demonstração são de dutos com configurações simples.

Na Hungria, de forma a atender a regulamentação europeia o operador *National Mineral Oil and Natural Gas Transportation Company* publica no seu site uma metodologia para o cálculo de capacidade nominada (*allocated capacity*) e disponível (*available capacity*) nos pontos de entrada e saída da rede de transmissão de gás natural. Dessa forma, verifica-se que essa metodologia está diretamente ligada ao tipo de serviço prestado e a pontos específicos, e não a um gasoduto ou trecho de gasoduto. O interesse maior é garantir a operacionalidade da malha húngara nos pontos de conexão com a rede internacional.

A metodologia apresentada para o cálculo de capacidade nominada deve considerar os valores de capacidade alocados pelos usuários nos pontos de entrada e saída do sistema, obedecendo aos contratos existentes. Devem ser consideradas as capacidades firmes e interruptíveis.

Na metodologia para a determinação da capacidade disponível, devem ser consideradas as máximas vazões e pressões dos sistemas ligados a malha (unidades produtoras, terminais de importação, armazenamento, etc). A determinação da máxima vazão nos pontos de entrada e saída da rede deve ser calculada por modelos termo-hidráulicos. O cálculo da capacidade disponível firme num ponto de entrada é obtido da seguinte forma:

- Capacidade disponível firme: (máxima capacidade de um ponto de entrada) - (soma de todas as capacidades firmes alocadas para o ponto).

Entretanto, a possibilidade de explorar essa capacidade disponível teórica depende das características hidráulicas do sistema de transporte, isso é, dependem da origem, do destino e das condições de contorno da rede de transmissão. Esse conceito é o mesmo definido na Lei do Gás brasileira, como Capacidade Disponível, porém aplicada a um ponto de entrega, e não ao gasoduto como um todo.

Por outro lado, a capacidade disponível interruptível deve considerar a máxima vazão e pressão dos pontos de entrada e a capacidade firme alocada pelos usuários. A capacidade interruptível deve ser calculada para os pontos nos quais a capacidade disponível já esteja completamente alocada (encontrando paralelo com a capacidade ociosa da legislação brasileira). O valor final é obtido por:

- Capacidade disponível interruptível: (máxima capacidade de um ponto de entrada) - (soma de todas as capacidades interruptíveis alocadas para o ponto).

Entretanto, a possibilidade de explorar essa capacidade disponível teórica depende das características hidráulicas do sistema de transporte, isso é, dependem da origem, do destino e das condições de contorno da rede de transmissão.

No Reino Unido, a Autoridade Reguladora estabelece obrigações para o operador da malha de gás de forma a ofertar capacidades nos pontos de entrada e saída da malha. O *National Grid Gas*, um dos transportadores presentes no Reino Unido, disponibiliza em seu site um documento (NATIONAL GRID, 2009) para apresentar os procedimentos para o cálculo de capacidade nos pontos notáveis da rede, em atendimento a regulamentação da União Europeia.

Em relação a um ponto de entrada, a metodologia considera esse ponto de forma isolada. De forma a determinar a máxima capacidade, a vazão de gás entrando nesse ponto é elevada acima do cenário de fornecimento previsto até que algum parâmetro limitante da rede seja atingido, indicando o limite máximo da capacidade (*capability*). Para manter a rede balanceada, a vazão de outros pontos de fornecimento ao longo da rede é reduzida. A seleção desses pontos é feita baseada na observação da menor interação desses pontos com o original. A diferença entre a capacidade máxima (*capability*) e as condições de base originais

são designadas como incremento livre (*free increment*), isso é a capacidade adicional que poderia ser liberada em cada ponto de entrada, considerado de forma isolada, acima do caso base.

A capacidade nos pontos de saída do sistema de transporte é determinada utilizando uma metodologia chamada de Máxima Capacidade Prática Física (*“Practical Maximum Physical Capacity”*). Esse procedimento leva em conta a interação existente entre os diversos pontos da malha. Assim tem-se:

- a) O ponto de partida é a obtenção de um regime permanente baseado na oferta e demanda provável;
- b) O transportador deve ser capaz de atender simultaneamente as demandas de cada retirada sem a necessidade de investimentos para ampliação nos pontos de entrega;
- c) A demanda de um ponto de entrega deve ser elevada para determinar a máxima capacidade no ponto de entrega, elevando-se as ofertas nos pontos de recebimento baseado em hipóteses do provável perfil de fornecimento;
- d) A simulação continua até que a vazão de entrega só é possível com investimentos extras na rede;
- e) Esse procedimento identifica a capacidade máxima do ponto de entrega (saída da rede) que foi utilizado e, conseqüentemente, a capacidade técnica do ponto.

2.1.1.

Bélgica

Na Bélgica, o órgão regulador “Commission de Régulation de l’Électricité et du Gaz (CREG)” é responsável pela manutenção da transparência e da concorrência no mercado de gás. A legislação belga, seguindo as diretivas de regulação da União Europeia estabeleceu a separação entre os operadores do sistema, dos fornecedores de gás (carregadores) e produtores. Nesse contexto, foi criada a operadora Fluxys Belgium. Essa operadora trabalha num modelo de serviço de entrada/saída. Por esse modelo o gás natural é recebido e entregue na malha nos pontos de interconexão, e pode deixar a malha em outro ponto ou ser consumido pelo cliente doméstico final. Para garantir a operação eficiente e confiável do sistema de transmissão, a quantidade total de gás natural entrando na

rede deve ser igual à quantidade de gás saindo da malha, numa base diária. Esse balanço é monitorado e atualizado numa base horária pelas solicitações do mercado.

Pinon e Cuijpers (2006) da CREG apresentam uma metodologia para o cálculo de capacidade de forma a atender melhor às necessidades dos usuários e elevar a eficiência da malha. Inicialmente são apresentados os conceitos de capacidade útil (*useful capacity*) que é igual a capacidade teórica total (*total theoretical capacity* ou *technical capacity*) menos a capacidade reservada pelo transportador para atender a integridade do sistema e os requerimentos operacionais. Graficamente esses conceitos estão apresentados na Figura 1 pelas duas linhas superiores. Deve-se observar que o autor estabelece esses conceitos para um ponto de recebimento e não para o gasoduto como um todo.

Por essa figura pode-se traçar um paralelo com as definições de capacidade previstas na Lei do Gás:

Booked firm capacity - Capacidade contratada na modalidade firme

Nominated capacity - Parcela da capacidade contratada nominada pelo carregador para o dia

Available firm capacity - Capacidade disponível

Operationally available capacity - Capacidade não utilizada de transporte

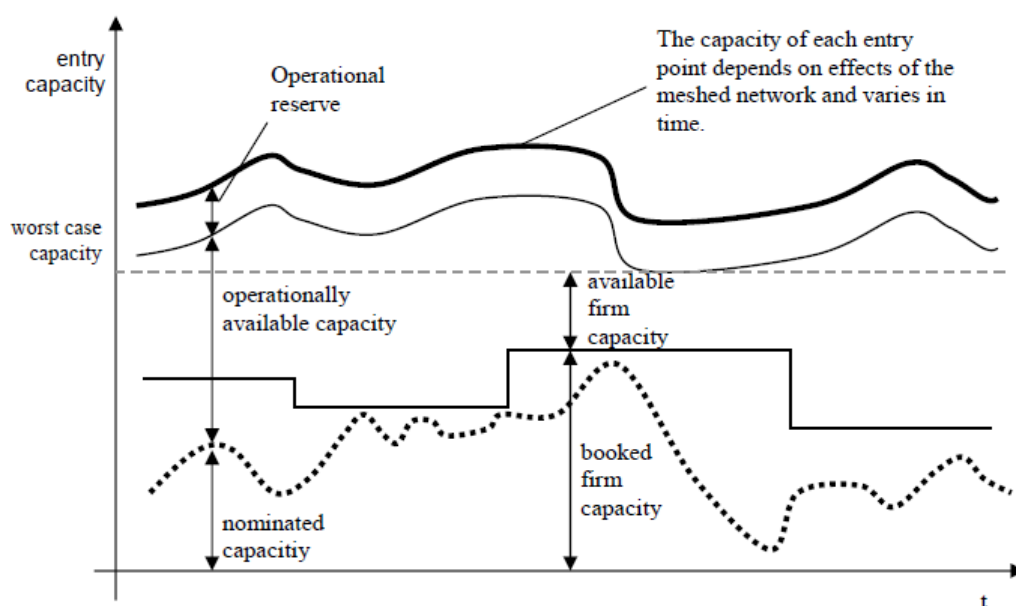


Figura 1 – Representação de conceitos de capacidade

Fonte: Pinon, J.P e Cuijpers, C. (2006, p.5)

A variação da capacidade técnica é devida a efeitos operacionais da malha e a capacidade útil acompanha essa variação por apresentar uma diferença constante em relação a capacidade técnica. A capacidade contratada firme varia em degraus porque diferentes carregadores podem contratar diferentes quantidades ao longo do tempo. No mercado belga, os carregadores devem nominar a capacidade contratada numa base diária e essa pode variar fortemente em função do perfil de consumo diário, semanal ou sazonal. Já a capacidade ociosa deve ser ofertada ao mercado para o dia imediatamente a frente e numa base de serviço não firme.

Como resultado, a capacidade disponível depende de parâmetros “estáticos” (estrutura física da rede) e de parâmetros “dinâmicos” (o modo com o a rede é operada e utilizada pelos carregadores), além de restrições operacionais estabelecidas pelos diversos atores (por exemplo, pressões mínimas contratuais). Logo, a capacidade disponível, principal parâmetro para acesso de terceiros a malha não é um número absoluto, pois depende de como os cenários operacional e contratual são modelados.

O esquema apresentado na Figura 2 apresenta o fluxograma para o cálculo da “*available capacity*”, que representa a diferença entre a capacidade técnica e a nominação dos carregadores (similar ao conceito de Capacidade Não Utilizada de Transporte da Resolução ANP nº. 027/2005). Na Figura 1 esta capacidade é representada pela “*operationally available capacity*”, que considera a capacidade técnica útil na sua determinação.

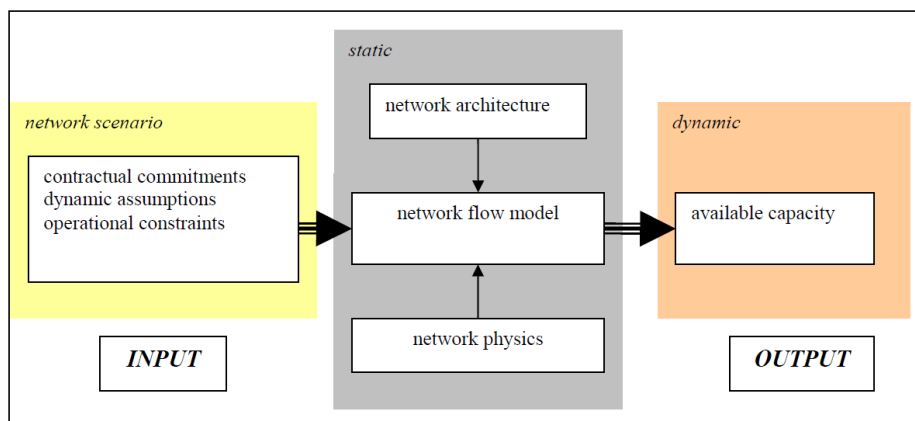


Figura 2 – Representação esquemática do processo de cálculo de capacidade

Fonte: Pinon, J.P e Cuijpers, C. (2006, p.7)

Apesar da modelagem dos parâmetros estáticos poder levantar alguns questionamentos, a modelagem dos parâmetros dinâmicos é de longe o principal fator de dúvida e de influência no resultado. O primeiro passo para caracterização

desse cenário é identificar os compromissos contratuais, isto é, as capacidades contratadas e as especificações de pressão mínima contratuais. O passo seguinte é tentar definir o pior cenário no qual é avaliada a capacidade técnica (por exemplo, configuração operacional da malha, disposição dos valores contratados pelos diversos pontos de retirada, etc) e posteriormente uma reserva estratégica operacional. Deve-se observar que eventos de “força maior” não devem ser considerados nesses cenários.

2.1.2.

Portugal

Em Portugal, a Entidade Reguladora de Serviços Energéticos apresentou em 2008 o documento “Metodologia dos Estudos para a Determinação de Capacidade da RNTGN”. O documento estabelece diferentes tipos de capacidade.

A “capacidade técnica máxima” é determinada de diferentes formas, dependendo do ponto de interesse da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN):

- a) Pontos de entrada na RNTGN: A menor das capacidades entre a capacidade nominal das infraestruturas a montante destes pontos, que determinam a capacidade máxima de entrega de gás natural nestes pontos, e a capacidade das estações de medição localizadas nos mesmos. A capacidade técnica máxima no ponto de entrada de interligação será disponibilizada pelo operador da rede interligada. No ponto de ligação ao terminal de GNL será disponibilizada pelo operador desta infraestrutura.
- b) Ponto de ligação ao armazenamento subterrâneo: As capacidades no ponto de ligação entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural devem distinguir dois processos. O processo de entrega de gás natural a partir da RNTGN para injeção nas cavernas e o processo de recepção de gás natural na RNTGN extraído das cavernas. Para a saída de gás natural da RNTGN para o armazenamento subterrâneo considera-se a menor das capacidades entre a capacidade nominal das infraestruturas de injeção do armazenamento e a capacidade da estação de medição localizada nesse ponto. Para a entrada de gás natural na RNTGN a partir do

armazenamento subterrâneo considera-se a menor das capacidades entre a capacidade nominal das infraestruturas de extração do armazenamento e a capacidade da estação de medição localizada nesse ponto.

- c) Restantes pontos de ligação: A capacidade nominal das estações localizadas em cada um desses pontos.

Outro tipo de capacidade definida é a “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas”, que é a resultante das respectivas “capacidades técnicas máximas”, tendo em conta as restrições técnicas existentes durante o período a que se refere a determinação da capacidade. Consideram-se restrições técnicas as resultantes da:

1. Indisponibilidade das infraestruturas da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) previstas no plano anual de manutenção.
2. Indisponibilidade pontual e não prevista nas infraestruturas da RNTIAT.
3. Necessidade de garantir a interoperabilidade entre a RNTGN e as infraestruturas interligadas.
4. Necessidade de garantir o cumprimento de pressões mínimas de entrega.

Nos casos dos pontos de entrada na RNTGN e do ponto de saída de interligação, as respectivas capacidades máximas efetivas considerando as restrições técnicas deverão ser previamente validadas através de processos de simulação.

Ainda segundo o documento da RNTGN, as “capacidades disponíveis para fins comerciais” dos pontos relevantes da RPGN, serão as resultantes das respectivas “capacidades máximas efetivas considerando as restrições técnicas”, determinadas no ponto anterior, menos as quantidades necessárias para garantir:

1. A operação das infraestruturas da RNTIAT com segurança e fiabilidade.
2. A absorção do perfil intra-diário de consumos na RNTGN.
3. A utilização eficaz das reservas operacionais, constituídas pelos agentes de mercado nas infraestruturas da RNTIAT, por parte do operador da RNTGN.

Nos casos dos pontos de entrada na RNTGN e do ponto de saída de interligação, as respectivas “capacidades disponíveis para fins comerciais” deverão ser previamente validadas através de processos de simulação.

No caso do ponto de ligação ao armazenamento subterrâneo, a “capacidade disponível para fins comerciais” será igual à “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas”, quer para o modo de injeção quer para o modo de extração, em função das existências previstas na infraestrutura do armazenamento subterrâneo.

Nos casos dos restantes pontos de ligação, as respectivas “capacidades disponíveis para fins comerciais” serão iguais às correspondentes “capacidades máximas efetivas”.

No documento ainda são apresentados alguns conceitos a serem utilizados na montagem dos cenários para o cálculo das diversas capacidades. Em relação à determinação da “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas” para os pontos de entrada e saída da RNTGN, deverão ser consideradas as seguintes situações:

- a) Pontos de entrada na RNTGN: A maior capacidade que a RNTGN poderá transportar em cada um dos pontos de entrada (interligação e terminal de GNL), obtida por simulação e desde que não ultrapasse a “capacidade técnica máxima”, considerando:
 - As atuais infraestruturas da RNTIAT.
 - A “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas”, dos pontos de saída da RNTGN.
 - O cenário de consumos nos pontos de saída na RNTGN que maximize a capacidade determinada para os pontos de entrada.
- b) Ponto de interligação de saída: A maior capacidade que a RNTGN poderá transportar nesta interligação, obtida por simulação e desde que não ultrapasse a capacidade técnica, considerando:
 - As atuais infraestruturas da RNTIAT.
 - A “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas”, dos pontos de saída da RNTGN.

- O cenário de consumos nos pontos de saída da RNTGN que maximize a capacidade determinada para esta interligação, garantindo a interoperabilidade com a rede interligada.

Com base nos requisitos necessários ao funcionamento da RNTGN, o operador desta infraestrutura procederá à simulação das novas condições de operação da rede, determinando a capacidade disponível para fins comerciais nos seguintes pontos relevantes, tomando como base:

- a) Pontos de entrada na RNTGN: A maior capacidade que a RNTGN poderá transportar em cada um dos pontos de entrada (Interligação e terminal de GNL), obtida por simulação e desde que não ultrapasse a “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas”, considerando:
 - As atuais infraestruturas da RNTIAT.
 - A “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas”, dos pontos de saída da RNTGN.
 - O cenário de maiores consumos nos pontos de saída na RNTGN previsto para cada período temporal em estudo.
 - O cenário de maiores consumos possíveis nos pontos de saída do mercado eletroprodutor.
 - A “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas” no ponto de ligação ao armazenamento subterrâneo no modo de injeção.
 - A capacidade na interligação da rede que maximize a capacidade nos pontos de entrada, garantindo a interoperabilidade com a rede interligada.
- b) Ponto de interligação de saída de interligação: A capacidade que a RNTGN poderá transportar nesta interligação, obtida por simulação e desde que não ultrapasse a capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas, considerando:
 - As atuais infraestruturas da RNTIAT.
 - A “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas”, dos pontos de saída da RNTGN.

- O cenário de maiores consumos nos pontos de saída na RNTGN previsto para cada período temporal em estudo.
- O cenário de maiores consumos possíveis nos pontos de saída do mercado eletroprodutor.
- A “capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas” no conjunto dos dois pontos de entrada, na interligação e no terminal de GNL, garantindo a interoperabilidade, respectivamente, com a rede e a infraestrutura interligada.

2.1.3. Espanha

Na Espanha as normas de gestão do sistema de gás natural (BOLETIM OFICIAL DEL ESTADO, n. 115, 2005) estabelecem diversas definições de capacidade.

- *Capacidad nominal* (Capacidade nominal): é a capacidade máxima autorizada pelo órgão competente na autorização administrativa correspondente a instalação e que seja tecnicamente possível conforme o projeto da mesma sem considerar os equipamentos de emergência e reservas e sem considerar as possíveis margens operacionais e restrições devido as características das instalações a que o sistema esteja conectado;
- *Capacidad máxima de una instalación* (Capacidade máxima de uma instalação): é a capacidade que, respeitando todos os parâmetros de segurança e confiabilidade da própria instalação, pode ser obtida utilizando todos os equipamentos da mesma, inclusive os reservas, e sem considerar as possíveis margens operacionais e restrições devido as características das instalações a que o sistema esteja conectado;
- *Capacidad útil de una instalación* (Capacidade útil de uma instalação): é a capacidade máxima da instalação menos a

capacidade mínima, caso exista. Caso não exista, a capacidade útil coincide com a máxima;

- *Capacidad contratada* (Capacidade contratada): é a parte correspondente da capacidade útil que está contratada pelos usuários do sistema;
- *Capacidad disponible* (Capacidade disponível): é a diferença entre a capacidade útil e a capacidade contratada

Observa-se que os conceitos de *Capacidad nominal*, *disponible* e *contratada* encontram um paralelo com as definições brasileiras. Porém, o conceito de capacidade ociosa não é contemplado.

O Ministério da Indústria, Turismo e Comércio espanhol (MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2007) estabelece que o cálculo da capacidade de um sistema de transporte é realizado pela combinação das capacidades dos elementos que o constitui, pela máxima produção de plantas de regaseificação, pelas máximas vazões que podem ser realizadas nos gasodutos e estações de compressão, pelas máximas injeções provenientes dos armazenamentos subterrâneos e pela máxima vazão das estações de regulação e medida. Assim, verifica-se uma diferença entre o procedimento espanhol e o brasileiro. Nesse último, os limites operacionais das unidades de regaseificação e de produção de gás natural (e armazenamentos, se houvesse) não são restritivos do sistema de transporte visto que essas instalações são dos carregadores. Logo não fazem parte do sistema de transporte.

Inicialmente é descrito o procedimento para o cálculo da capacidade de um gasoduto simples, cujo resultado será a vazão produzida pela máxima diferença de pressão entre um ponto de recebimento e um de entrega. Essa definição clássica não traz nova luz sobre como deve ser feito o cálculo de capacidade para um sistema de gasoduto na configuração de malha. Porém, também apresenta uma metodologia para o cálculo de capacidade de um sistema de transporte.

Inicialmente, em relação ao cálculo da capacidade dos pontos de entrega, deve-se identificar as vazões dos principais pontos de recebimento e entrega do sistema. Depois, devem ser estabelecidos cenários de ponta, inverno e verão.

Para cada um desses cenários, deve-se separar os três segmentos de consumidores: geração elétrica, industrial e doméstico, considerando as seguintes características:

1. Geração elétrica: 100% do consumo.
2. Industrial: em função dos dados de consumo horários deverá ser calculado um consumo médio.
3. Doméstico: variação do consumo em função da estação do ano (inverno ou verão) e dos padrões característicos desses consumidores.

Em relação aos pontos de recebimento (entradas no sistema) as máximas pressões e vazões das unidades de regaseificação, dos operadores internacionais a montante e dos equipamentos do sistema devem ser utilizadas.

Uma vez que os cenários foram definidos, se calculará a capacidade máxima levando o sistema a sua saturação, isso é, as vazões internas do sistema serão elevadas até que alguma restrição da rede seja atingida.

A partir desses cenários base, deve-se calcular a capacidade, de forma incremental, em função dos novos cenários que sejam solicitados a cada momento.

Finalmente, para determinar a viabilidade de uma nova conexão (recebimento ou entrega) será necessário analisar o comportamento da rede em função desse novo ponto de conexão, única forma de garantir adequadamente o atendimento aos antigos e ao novo cliente.

Observando o procedimento, novamente percebe-se que não fica claro como se deve levar o sistema “a saturação”, uma vez que o padrão de elevação das vazões interferirá no resultado final.

2.1.4.

Alemanha

A preocupação das definições de capacidade em mercados europeus mais desenvolvidos, como o da Alemanha, é ligeiramente diferente dos mercados de Portugal e Espanha. No primeiro observa-se grandes malhas de gasodutos e uma grande possibilidade de trabalhar com o empacotamento das redes durante as estações do ano. Além disso, devido ao grande volume e grande comprimento da rede, as variações de temperatura na Alemanha influem significativamente na capacidade da rede. Como observado no relatório de 2009 da Bundesnetzagentur, Agência Federal de Redes para Eletricidade, Gás, Telecomunicação, Correios e Ferrovias alemã, a possibilidade de contratar e utilizar a capacidade de redes de

transmissão de gás é a base para o acesso a essas instalações. Capacidade é um recurso escasso, principalmente nas regiões de fronteiras nacionais das malhas.

A capacidade técnica (*technical capacity*) que é a capacidade passível de comercialização de redes de transmissão de gás na Alemanha é determinada, para todos os pontos onde ela pode ser nominada, através de um número único. Porém, como observado nos boletins das operações de movimentações realizadas nas redes, muitas vezes a malha opera com capacidade acima da técnica durante certos períodos, indicando que a infraestrutura de transporte não está sendo comercializada em sua condição máxima. Nesse contexto, não é possível apresentar o mesmo número de capacidade disponível para diferentes estações do ano, devido às características do mercado em relação ao inverno e verão.

Como proposto pela Bundesnetzagentur, deveria ser considerado inicialmente um ajuste conveniente das ofertas de capacidade com um ajuste conveniente do mercado. Dessa forma é proposta uma redução da capacidade firme anual para o que estaria realmente disponível numa base mais conservativa (período do verão). A Figura 3 apresenta esquematicamente essa proposta. A oferta de capacidade firme anual (área azul) deveria ficar restrita a mínima capacidade técnica sazonal (curva vermelha). Durante os demais períodos do ano, a diferença entre a capacidade técnica sazonal e a capacidade contratada firme em base anual poderia ser ofertada em bases quadrimestrais, mensais ou semanais. Os cálculos de capacidades em períodos curtos apresentam predições de vazões com grau de confiabilidade relativamente elevado, o que permite a maximização dos recursos da malha. Deve-se observar que o transporte desses conceitos para a realidade nacional deve ser feito com cautela. No Brasil não existe variações de demanda significativas entre o inverno e o verão. Um possível paralelo de sazonalidade seria a necessidade de geração térmica durante os períodos de seca e chuva, observando o nível dos reservatórios das hidroelétricas, de forma a gerar uma previsibilidade. Porém, os objetivos de maximizar os recursos e abrir o mercado devem ser os mesmos.

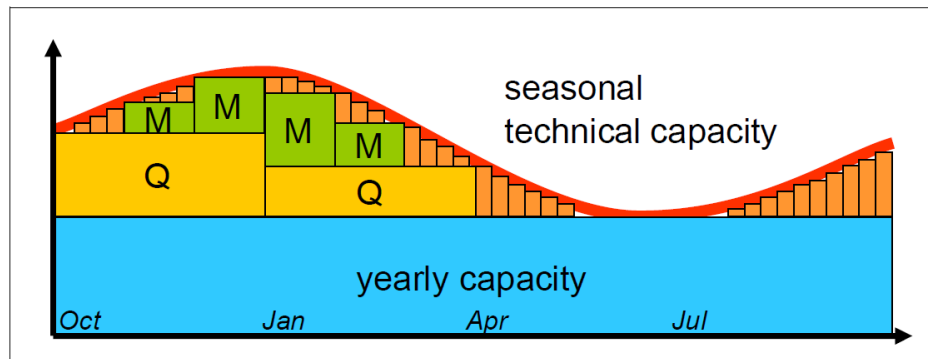


Figura 3 – Representação do conceito de capacidade na Alemanha

Fonte: Restructuring capacity management in the German gas Market, Bundesnetzagentur (2009, p. 4)

2.2. Índia

No mercado Indiano, verifica-se uma preocupação da legislação em estabelecer conceitos de capacidade semelhantes aos existentes no Brasil. O *Petroleum & Natural Gas Regulatory Board*, emitiu uma notificação em 2010 visando a, principalmente, prover acesso à capacidade disponível em bases não discriminatórias e a determinação de tarifas de transporte. Essa notificação, não só estabelece as definições como define a influência de alguns parâmetros e o procedimento para o cálculo das capacidades. No seu item de definições são apresentados os seguintes conceitos:

- *Capacity for the pipeline system*: significa a máxima quantidade de gás que pode ser injetada num sistema ou retirado dele em pontos específicos, em regime permanente;
- *Declared capacity of pipeline*: significa o volume de gás natural que um gasoduto é capaz de transportar por dia em regime permanente. Essa capacidade deve ter sido determinada com base em equações e programas selecionados e aprovados;
- *Section capacity*: significa a capacidade de uma seção particular do gasoduto que contém um ponto de recebimento ou um ponto de entrega ou ambos. Em outras palavras, a capacidade de uma seção é a máxima vazão que pode ser obtida numa seção sem perturbar as condições de outros carregadores em outros pontos de recebimento ou entrega;

Apesar dessas definições, em item referente a metodologia de cálculo de capacidade, a notificação apresenta uma capacidade numa junção (*capacity at a juncture*), uma capacidade do gasoduto (*pipeline capacity*), e uma capacidade do trecho analisado (*capacity wise section*), termos que não obedecem, necessariamente, as definições anteriores.

No mesmo documento é apresentada uma metodologia para o cálculo das capacidades, onde:

1. Todo o gasoduto deve ser configurado no programa de simulação selecionado. Deve ser obtida a situação em regime permanente baseado nas condições contratuais (vazão, pressão e temperatura) nos pontos de recebimento e entrega.
2. Nos pontos iniciais e intermediários na direção do escoamento, deve-se ajustar a pressão correspondendo a pressão máxima de operação admissível (PMOA) ou a máxima pressão disponível nas estações de compressão e deve ser calculada a máxima pressão nos pontos de entrega com a vazão contratual.
3. Depois disso, assumindo que o ponto de entrada não tem limite de vazão, deve-se rodar o programa (“...*the selected software will be run till any customer...*”) até que um consumidor conectado a rede atinja o limite de pressão (mínima) no respectivo ponto de entrega ou até que a vazão máxima seja atingida no ponto de recebimento ou que a potência máxima de uma estação de compressão seja alcançada ou a velocidade do gás alcance um valor limite num trecho do duto. A capacidade nessa junção será a máxima capacidade possível do gasoduto.

O documento continua o procedimento para uma situação com múltiplos pontos de recebimento e depois para uma seção do gasoduto. Porém, para continuar com essas etapas deve-se fazer alguns comentários sobre o passo 3. Observa-se que o objetivo desse passo é aumentar a vazão de todo o sistema até um valor máximo. Isso só é alcançado elevando os valores de vazão dos pontos de entrega. Porém não é informado de que maneira essas vazões devem ser elevadas nos pontos de entrega e sabe-se que esse padrão influi no resultado final.

Além disso, é colocado inicialmente que o ponto de recebimento não deve ter limite de vazão (“... *assuming gas at the entry point (single source of gas) is*

unlimited...”), mas observa-se que a capacidade máxima pode ser definida quando a vazão atinge um limite nesse ponto (“...or maximum flow capacity is reached at entry or...”). Uma outra observação relativa ao item 2 é que o procedimento indica que deve ser ajustada a vazão contratual nos pontos de entrega e calcular a máxima pressão nesses pontos, quando o interessante seria obter as mínimas pressões, que normalmente são os limitantes contratuais.

2.3. Argentina

Na América Latina, profissionais da área de gás na Argentina apresentaram artigos técnicos visando apresentar definições e metodologia para o cálculo de capacidade. Alvarez et al (2009) postulam que a capacidade de projeto de um gasoduto é baseada em hipóteses feitas antes da construção e que a “capacidade real” representa o desempenho do duto obtido após sua partida e operação comercial. Essa referência acrescenta que qualquer definição de capacidade é uma fotografia, uma visão de uma situação operacional em regime permanente. Quando se informa que um gasoduto possui uma capacidade de $4,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$, está implícito que “.. em algum momento da operação do gasoduto...sob certas circunstâncias assumidas...em algum ponto do duto..”. Mesmo assim, os autores apresentam uma definição para Capacidade de Transmissão Nominal:

“ (...) the total gas quantity capable to be injected in a gas pipeline system, expressed in Mcf/d (Mm3/d), to give a firm transmission service to a group of client in agree with the assumptions described in the Nominal Transmission Capacity Technical Report.”

Assim, percebe-se que essa capacidade está diretamente ligada aos contratos de serviço firme que podem ser ofertados, os quais devem estabelecer as condições para esses serviços, como vazões e pressões limites. Esta definição se aproxima da definição de Capacidade Máxima de Transporte da Resolução ANP nº 027/2005: “(...) máximo volume diário de gás natural que o Transportador pode movimentar em sua Instalação de Transporte, considerando as pressões dos Pontos de Recepção e Entrega, dentro das faixas de variação estabelecidas em contrato”. Além disso, Alvarez et al apontam que esse número só tem valor se for acompanhado de um relatório que apresente toda a metodologia e hipóteses utilizadas para esse cálculo.

Em relação a possibilidade de atendimento a novas demandas (com ou sem a criação de novos pontos de recebimento e entregas) novo cálculo deve ser realizado para se verificar se existe possibilidade técnica de atendimento, sem comprometer a situação contratual anterior. A diferença entre a nova situação e a anterior é chamada de *spare capacity* (que poderia ser traduzido livremente por capacidade excedente ou reserva). De fato, a situação final com as novas demandas (se possível de atender) representam uma Capacidade de Transporte Nominal nessa nova situação. O estudo apresenta uma metodologia para seu cálculo, através de simulação termo-hidráulica em regime permanente.

O modelo argentino proposto define uma capacidade nominal de transmissão. Porém, o exemplo apresentado no artigo estabelece um procedimento para avaliar se existe capacidade disponível, a partir de uma provocação de terceiros. Inicialmente, calcula-se um regime permanente baseado nas demandas existentes dos pontos de entrega e nas máximas pressões nos pontos de recebimento. Em seguida postula-se um novo perfil de demanda, baseado nas demandas dos pontos de entrega originais, acrescidos das novas demandas (inclusive para eventuais novos pontos de entrega demandados). Caso seja possível o atendimento à essa nova situação, essa capacidade “extra” pode ser ofertada ao mercado. Esse resultado só é validado através de simulações termo-hidráulicas, onde todo o procedimento deve ser apresentado e passível de reprodução por terceiros. No caso específico do estudo, as demandas dos pontos de entrega possuem uma forte variação diária e o estudo verifica se a capacidade extra levantada é atendida em regime transiente.

2.4. Noruega

Em relação ao mercado da Noruega, Langelandsvik et al. apresentam um trabalho desenvolvido pela operadora Gassco AS visando reduzir a incerteza no cálculo de capacidade de forma a atender as capacidades reservadas pelos usuários. Porém, os autores ressaltam que a maioria dos dutos operados pela transportadora são do tipo “*single leg*”, isto é, o gasoduto possui um ponto de recebimento e um ponto de entrega, o que facilita a aplicação dos conceitos. Nesse trabalho são apresentados diversos conceitos de capacidade utilizados pela operadora:

- *Hydraulic capacity*: é a máxima vazão obtida utilizando a máxima pressão no recebimento e a mínima pressão na entrega;
- *Available technical capacity*: leva em conta limitações nas condições de contorno do sistema, por exemplo, limitações na pressão de recebimento devido a dependências com outros gasodutos. Um fator de utilização de combustível também é deduzido para considerar erros de medição e do gás consumido nos compressores;
- *Committable capacity*: é a capacidade disponibilizada para entregas firmes. Uma flexibilidade operacional de 1 a 2% é usualmente deduzida da capacidade técnica disponível para garantir que pequenas perturbações operacionais não comprometam a capacidade de entrega de gás;
- *Bookable capacity*: a operadora tem a possibilidade de reter volumes de gás durante certos períodos. Quando esses volumes são deduzidos da “*committable capacity*”, obtém-se a “*bookable capacity*”. Essa capacidade é que é ofertada aos carregadores em bases diárias.

2.5.

Estados Unidos da América

A situação do mercado norte americano é diferente de diversas outras partes por existir um grande número de atores em todos os seguimentos do mercado. Juris (1998) apresenta um trabalho sobre a desregulamentação desse mercado. Uma vez que a maioria dos produtores e consumidores são separados por diversos estados americanos, a desregulamentação das transações interestaduais teve um grande impacto nas operações e eficiência de toda a indústria. Esse processo se iniciou em 1978 quando o Congresso Americano autorizou a liberalização desse mercado. Com isso as transações do mercado mudaram gradualmente das áreas produtoras (*well heads*) e consumidoras para *hubs* de maior interconexão interestaduais e dutos interestaduais. Esse procedimento permite que os participantes do mercado adquiram gás natural de diferentes fontes e contratem o transporte para diferentes mercados. Isso eliminou a necessidade de contratar

capacidade de transporte diretamente da produção ao ponto de consumo. Em vez disso os carregadores podem combinar rotas de fornecimento através de diversos *hubs*.

Basicamente os carregadores nominam os volumes diários de gás a serem recebidos, entregues ou armazenados para as companhias transportadoras com um dia de antecedência. Os carregadores também nominam a capacidade em pontos específicos de entrada e saída. Por outro lado, as companhias transportadoras integram as nominações de capacidade e determinam se a rede de dutos pode atender as nominações e em caso negativo, solicitam ajustes. Com essa informação consolidada a transportadora determina o padrão de operação, ajustando as vazões de todos os pontos de recebimento e de entrega. Os carregadores são responsáveis pelas injeções e retiradas de gás natural e são responsáveis por manter as diferenças dentro de volumes acordados comercialmente.

3. Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para o cálculo de capacidade dos gasodutos que considere as definições da legislação brasileira e que possua viabilidade técnica para aplicação aos gasodutos existentes.

Como suporte ao desenvolvimento da metodologia, será utilizado um programa de simulação computacional, capaz de representar as características físicas dos gasodutos (comprimento, diâmetro, rugosidade, perfil de elevação e posição dos pontos notáveis), bem como informações das operações. Programas desse tipo são largamente utilizados na indústria de gás e não apresentam dificuldades ou inovações.

4.

Modelagem dos Gasodutos

Para criar um modelo de simulação computacional de um gasoduto, ou de qualquer sistema de gasodutos, é necessário ter compreensão do problema analisado e das variáveis envolvidas nos modelos e dos equacionamentos necessários para o escoamento do gás. Um bom embasamento das premissas utilizadas permite analisar melhor os resultados obtidos.

A utilização de recursos de simulação computacional para o estudo de gasodutos encontra aplicações no apoio à operação diária, no estudo de cenários específicos futuros, para o cálculo da capacidade de transporte, para o estudo de novos gasodutos ou para ampliação de gasodutos existentes, etc. Porém, dentro dessas aplicações da modelagem de um gasoduto, pode-se observar duas situações principais: a modelagem para um sistema ainda inexistente (tipicamente para o projeto de um gasoduto novo) ou a modelagem para um sistema existente. Essa diferenciação é importante, pois permite ter a ideia do que esperar como resultado da simulação.

Quando se cria um modelo de simulação para apoio a um projeto, muitas variáveis podem ser alteradas ao longo da execução do mesmo. Mesmo considerando um projeto robusto, somente após a construção terminada os dados de projeto podem ser considerados definitivos.

No caso da modelagem de um duto existente, as incertezas são menores. As espessuras estão documentadas, o perfil é conhecido, e as localizações das estações ao longo do duto dificilmente sofrerão novos ajustes. E, mais importante, há um caso real para poder comparar os resultados da simulação, permitindo sua validação e utilização para qualquer situação operacional.

Diversos artigos apresentam os requisitos e equações utilizadas em ferramentas computacionais para o cálculo de capacidade. Verifica-se que diversas hipóteses são adotadas nessas ferramentas, dentre elas:

- Escoamento unidimensional
- Transferência de calor para o ambiente

- Coeficiente de atrito baseado em Colebrook
- Fluido newtoniano
- Equação de estado que represente a variação da massa específica com a pressão e a temperatura
- Análises em regime permanente ou transiente

Além disso, as características físicas do sistema de transporte devem ser reproduzidas no modelo computacional. Parâmetros como diâmetro, rugosidade do duto (quando novo), posição dos pontos notáveis e comprimento são representados com precisão. O perfil de elevação de maneira geral é simplificado e a rugosidade de dutos antigos é aproximada. Em relação às características operacionais, as máximas pressões operacionais dos dutos e equipamentos devem estar representadas no modelo. As características do gás, sejam os percentuais dos componentes ou a composição simplificada, também devem ser identificadas e utilizadas.

Alguns conceitos ligados a operação e aos contratos precisam ser definidos antes se detalhar os equipamentos e unidades que deverão ser modelados, pois eles servem as vezes de condição de contorno para os equipamentos. São eles:

- **Pressão mínima/máxima contratada:** limites acordados no contrato de serviço de transporte;
- **Pressão mínima/máxima de operação:** limites definidos em documentos de projeto, devendo ser considerado o mais recente (fluxograma de engenharia, memorial descritivo, relatório de simulação termo-hidráulica, etc) ou, na ausência destes, no contrato de serviço de transporte
- **Vazão mínima/máxima contratada:** limites acordados no contrato de serviço de transporte
- **Vazão mínima/máxima operacional:** limites definidos em documentos de projeto, devendo ser considerado o mais recente (fluxograma de engenharia, memorial descritivo, relatório de simulação termo-hidráulica, etc) ou, na ausência destes, no contrato de serviço de transporte
- **Pressão máxima operacional admissível (PMOA) do gasoduto:** limite estabelecido no memorial descritivo do projeto do gasoduto

- **Pontos notáveis:** pontos de entrega, pontos de interconexão com outros gasodutos, etc

4.1.

Pontos de Recebimento (PTRs)

De acordo com o Decreto nº 7.382/2010, Ponto de Recebimento significa “ponto nos gasodutos de transporte no qual o gás natural é entregue ao transportador pelo carregador ou a quem este venha a indicar, nos termos da regulação da ANP”. Estes pontos podem receber o gás de outros gasodutos de transporte, de uma unidade de processamento/tratamento de gás natural (UPGN), de um terminal de gás natural liquefeito (GNL) ou, ainda, de instalações de estocagem.

Nos casos em que há a interconexão entre dois gasodutos de transportadores distintos e que não exista injeção de nova quantidade de gás natural no sistema nesse ponto, e sim a movimentação de um volume de gás de um gasoduto para o outro, é prevista a existência de equipamentos (por exemplo: estações de medição). Os limites de projeto de pressão e vazão existentes desses equipamentos devem ser considerados nos modelos de cálculo de capacidade. Além disso, por se tratar de uma fronteira entre dois transportadores, os limites de pressão e vazão dos acordos de interconexão entre as partes também devem ser observados durante o procedimento de delimitação do modelo termo-hidráulico que contenha a(s) seção(ões) em estudo.

Os demais pontos de recebimento também possuem limites de projeto de pressão e vazão. A pressão máxima é limitada pela pressão máxima operacional admissível (PMOA) do gasoduto, mas o limite de vazão está relacionado aos equipamentos do PTR (válvulas de controle, sistema de medição, etc). Contudo, novos carregadores não utilizarão os mesmos equipamentos dedicados aos carregadores já estabelecidos, e sim equipamentos especificamente encarregados de medir e controlar o recebimento de seu gás pelo transportador. Logo, com relação a esses PTRs, o limite de vazão não deve ser aplicado, considerando-se somente o limite de PMOA nos modelos de cálculo de capacidade.

Cabe ressaltar o caso particular de um PTR que supre simultaneamente dois ou mais gasodutos. Para estes casos, o limite de vazão também não deve ser

aplicado considerando-se somente o limite de PMOA nos modelos de cálculo de capacidade.

4.2. Estações de Distribuição de Gás (EDGs)

As estações de distribuição de gás interligam gasodutos de um mesmo transportador. Assim, se não existirem equipamentos com restrições operacionais nessas estações, nenhuma consideração adicional deve ser introduzida nos modelos de cálculo, além das provenientes das equações de conservação de massa, quantidade de movimento e energia em junções de mais de dois elementos. Caso contrário, os limites operacionais devem ser considerados.

4.3. Pontos de Entrega (PTEs)

Os equipamentos instalados nos pontos de entrega trabalham com as restrições impostas pelos limites de projeto de pressão e vazão máximos. De forma geral, a pressão mínima de saída dos PTEs está ligada a limites contratuais. Como esses pontos são sempre do transportador, os limites de projeto e contratuais devem ser observados.

4.4. Estações de Compressão

Estações de compressão introduzem energia ao sistema de transporte, repondo parte da energia dissipada pelo atrito e dissipação viscosa. O acréscimo de energia é observado pela elevação da pressão na descarga dos compressores em relação a sua sucção. Estações de Compressão devem ser dimensionadas considerando os cenários de crescimento da capacidade de movimentação diária para atendimento da demanda ao longo de todo o ciclo de vida do gasoduto. A ampliação de estações de compressão existentes ou a instalação de novas estações de compressão em um gasoduto são alternativas utilizadas para aumentar a capacidade de transporte de um gasoduto. A operação dos equipamentos de uma estação de compressão se dá em função de limites de segurança, que por sua vez estão relacionados com o limite de descarga (*head*), a velocidade de rotação e pela

vazão. Elas devem operar com a pressão de descarga ajustada de forma a otimizar a capacidade de transporte. Para tal, sempre que possível, a pressão máxima de descarga deve estar limitada a PMOA do duto, observando os limites de projeto de pressões de sucção e descarga e de potência das estações de compressão.

As estações de compressão são compostas por um conjunto “acionador” – “compressor”. O equipamento “acionador”, tipicamente um motor ou uma turbina, pode utilizar como combustível o próprio gás natural movimentado no gasoduto. Neste caso, o gás consumido pelos sistemas de compressão deverá ser avaliado segundo as condições operacionais e as curvas características dos equipamentos (compressores e acionadores) e inserido no modelo como locais onde o gás sai do sistema de transporte. Esses locais devem ser criados na sucção das estações de compressão

4.5. Estações de Regulação

As redes de gasodutos podem ter instalações destinadas a regulação de pressão e de vazão. Estações de regulação de pressão são estações que têm a finalidade de reduzir a pressão do gás de um trecho do gasoduto para outro de menor PMOA. Para o cálculo de capacidade, esses elementos devem ter a pressão ajustada para a PMOA do trecho a jusante da estação de regulação. Os limites de vazão máxima desses equipamentos devem ser incluídos no modelo de simulação.

No caso onde a regulação é de vazão, esse limite deve ser utilizado como condição de contorno no modelo de simulação

4.6. Segmentação da Malha de Gasodutos

A malha de gasodutos deve ser simplificada sempre que possível para facilitar o procedimento de cálculo de capacidade e a análise dos resultados. A segmentação da malha deve seguir a lógica de que os resultados obtidos para qualquer ponto com o modelo da rede integral serão os mesmos que com a rede segmentada.

Pontos da rede onde existem imposições de condições de contorno, o que tornaria as condições a montante e a jusante desse ponto iguais, são os melhores para se realizar a segmentação.

Os seguintes elementos podem ser estudados para segmentar a rede:

- Ponto de recebimento
- Estação de compressão
- Estação de redução de pressão
- Interconexão entre dois transportadores

5. Metodologia

Toda seção associada a um gasoduto ou rede de gasodutos em estudo deve ser delimitada considerando todas as instalações compreendidas entre os pontos nos quais se deseja introduzir (pontos de recebimento) e retirar (pontos de entrega) uma capacidade de gás natural em estudo. A referida seção deve ser, então, configurada em um programa de simulação apropriado para tal, gerando o modelo numérico de simulação. Nesse modelo também estarão definidas as características do gás e as equações que governam o escoamento.

A metodologia para aplicação dos diversos conceitos de capacidade está estabelecida abaixo.

5.1. Capacidade Contratada de Transporte

A Capacidade de Contratada de Transporte entre um ponto de recebimento e um ponto de entrega deverá ser calculada seguindo os itens abaixo:

- a) Nos pontos de recebimento que delimitam a seção em análise, as condições de pressão deverão ser ajustadas pela Pressão Máxima Operacional Admissível (PMOA) do(s) trecho(s) do(s) gasoduto(s).
- b) No caso de ramais que atendam pontos de entrega e que tenham estações redutoras de pressão (ERP), a pressão máxima da ERP deverá ser igual à pressão máxima de operação admissível (PMOA) do ramal.
- c) Em relação aos pontos de entrega (PTEs) contidos na seção em análise, deverão ser ajustadas as vazões contratuais máximas de cada PTE, que não podem ser superiores a vazão máxima de projeto do PTE.
- d) Nesse processo, as estações de compressão contidas na seção em análise deverão ter as pressões de descarga dos equipamentos ajustadas de forma a atender as condições contratadas dos PTEs,

minimizando a potência requerida. A pressão de descarga está limitada pela pressão máxima operacional admissível (PMOA) do gasoduto na qual a estação de compressão está instalada. Deverão ser observados os limites de pressão mínima de sucção e de potência máxima.

- e) Deverá ser realizado o cálculo com essa situação, identificando as pressões resultantes nos pontos de entrega. Esses valores não poderão ser inferiores a nenhum valor de pressão mínima contratada para cada ponto. A vazão final de cada PTE será a Capacidade Contratada de Transporte da seção em análise para cada PTE. A variação da pressão ao longo dos gasodutos e seu valor em pontos notáveis (PTEs e pontos de conexão com outros gasodutos, por exemplo) representa a condição operacional do duto. Deve-se ressaltar que como esse cálculo é baseado na configuração física da rede de gasodutos e nos contratos existentes, qualquer mudança física ou nos contratos deverá gerar um novo cálculo.

5.2.

Capacidade de Transporte

A Capacidade de Transporte entre um ponto de recebimento e um ponto de entrega deverá ser calculada seguindo os itens abaixo:

- a) Nos pontos de recebimento que delimitam a seção em análise, as condições de pressão deverão ser ajustadas pela Pressão Máxima Operacional Admissível (PMOA) do(s) trecho(s) do(s) gasoduto(s).
- b) No caso de ramais que atendam pontos de entrega e que tenham estações redutoras de pressão (ERP), a pressão máxima da ERP deverá ser igual à pressão máxima de operação admissível (PMOA) do ramal.
- c) Em relação aos pontos de entrega (PTEs) contidos na seção em análise, deverão ser ajustadas as vazões contratuais máximas de cada PTE, que não podem ser superiores a vazão máxima de projeto de cada PTE.
- d) Através do modelo de cálculo desenvolvido, a vazão do PTE em análise deverá ser elevada acima da vazão contratual máxima já

ajustada, até que algum limite operacional ou contratual de algum equipamento do trecho em análise seja atingido. As vazões dos demais PTEs devem ser mantidas nos valores já ajustados.

- e) Nesse processo, as estações de compressão contidas na seção em análise deverão ter as pressões de descarga dos equipamentos ajustadas de forma a maximizar a vazão em cada PTE estudado, limitada pela pressão máxima operacional admissível (PMOA) do gasoduto na qual a estação de compressão está instalada. Deverão ser observados os limites de pressão mínima de sucção e de potência máxima.
- f) A vazão final do PTE em estudo será a **Capacidade de Transporte** dessa seção em análise para o PTE. Deve-se ressaltar que como esse cálculo é baseado na configuração física da rede de gasodutos e nos contratos existentes, qualquer mudança física ou nos contratos deverá gerar um novo cálculo.

5.3. Capacidade Disponível

A Capacidade Disponível, por definição da lei, é a diferença entre a capacidade de transporte (obtida pelo procedimento descrito no item 5.2) e a capacidade contratada de transporte (obtida pelo procedimento descrito no item 5.1). Porém, disponibilizar uma capacidade para ser ofertada, só tem sentido se for indicado onde esta capacidade estará disponível e onde o gás deverá entrar no sistema. Logo, a capacidade disponível será definida pelo procedimento atual, não em relação ao gasoduto como um todo, mas sim em relação à seção(ões) contida(s) em um ou mais gasodutos, compreendendo ponto(s) de recebimento e ponto(s) de entrega existentes.

Deve-se observar que se os contratos existentes apresentarem variações do valor contratado na base firme, em função de sazonalidades, a Capacidade Disponível também refletirá essa variação, e como consequência poderão existir valores diferentes de capacidade disponível, dependendo do período analisado. Além disso, como esse cálculo é baseado na configuração física da rede de

gasodutos e nos contratos existentes, qualquer mudança física ou nos contratos deverá gerar um novo cálculo.

5.4. Capacidade Ociosa

A Capacidade Ociosa, por definição legal é a parcela da Capacidade Contratada que, temporariamente, não esteja sendo utilizada. Dessa forma, para a definição da Capacidade Ociosa é necessária a definição do que significa “não esteja sendo utilizada”. O que não está sendo utilizado é facilmente calculado pela observação do que foi programado e realizado no passado. Porém, para que a Capacidade Ociosa possa ser efetivamente utilizada, ela deve ser calculada para uma condição futura, de forma que possa ser divulgada e ofertada com uma antecedência suficiente para a realização da contratação.

Dessa forma, duas condições podem ser postuladas para definir as condições futuras:

- a) Utilização dos valores definidos na programação diária;
- b) Utilização de valores definidos através de uma previsão para vários dias.

A utilização dos valores definidos na programação diária para cada PTE pode ser encarada como uma grande certeza do que deve ocorrer no futuro, uma vez que ela deve ser definida com um dia de antecedência. E ao realizar a diferença entre o valor contratado e o programado diário, obtém-se o que não será utilizado (conforme definido na Lei do Gás) para o próximo dia, o que deixa somente um dia para a divulgação, oferta e contratação da Capacidade Ociosa. Assim, para que se disponha de prazos maiores será necessário projetar o que não seria utilizado no futuro em um horizonte mais dilatado.

Para que a operação do sistema de transporte de gás natural possa ser realizada de forma segura e eficiente, ela deve ser baseada num compromisso entre os carregadores e transportadores em relação aos volumes movimentados, segundo os contratos existentes. Assim, os carregadores devem realizar uma requisição contendo a previsão dos volumes diários de gás a serem recebidos nos pontos de recebimento e os volumes que serão entregues nos pontos de entrega num período de tempo, com uma determinada antecedência. Essas requisições devem ser consolidadas pelo transportador que gerará uma programação de

transporte para esse período. Ao se realizar a diferença entre os valores de capacidade contratados e os valores programados, obtém-se a Capacidade Ociosa para o período programado para cada PTE e cada PTR.

Os critérios técnicos que os carregadores utilizariam para realizar suas previsões poderiam ser baseados nas demandas dos clientes, nas previsões dos volumes de gás produzido/adquirido e em outros parâmetros, como o histórico de consumo e oferta de períodos semelhantes. Mesmo considerando as diversas abordagens técnicas de como realizar essa previsão, essa produziria uma projeção do que não estaria sendo utilizado durante o tempo considerado e, conseqüentemente, com uma incerteza associada devido às características dinâmicas do transporte.

Em comparação com a condição anterior (condição “a”), tem-se a vantagem de prazos maiores e uma desvantagem produzida pela incerteza decorrente da projeção.

Cabe ressaltar, da mesma forma adotada para o cálculo da capacidade disponível, que a capacidade ociosa será definida pelo procedimento atual, não em relação ao gasoduto como um todo, mas sim em relação à seção(ões) contida(s) em um ou mais gasodutos, compreendendo ponto(s) de recebimento e ponto(s) de entrega existentes.

Deve-se ressaltar que como esse cálculo é baseado na configuração física da rede de gasodutos e nos contratos existentes, qualquer mudança física ou nos contratos deverá gerar um novo cálculo.

Além disso, como esse é um serviço de transporte interruptível, a Capacidade Ociosa calculada poderá não se realizar integralmente caso as solicitações de transporte firme sejam superiores às programações previstas.

5.5.

Margem Operacional

Se um gasoduto estiver operando com um empacotamento mínimo (pulmão igual a zero), não será possível acomodar qualquer variação para maior nas vazões dos pontos de entrega ou oscilações operacionais nos equipamentos. Nesse caso, as pressões nos pontos de entrega iriam para valores abaixo dos contratados, caracterizando falha na entrega. Com um pulmão diferente de zero, parte do volume de gás do pulmão pode ser temporariamente adicionado aos valores já

disponibilizados nos pontos de entrega, considerando os limites operacionais desses pontos. Logo, o pulmão garante a flexibilidade operacional do sistema, ou seja, variações no recebimento, nos pontos de entrega ou em equipamentos podem ser acomodadas temporariamente pelo volume de gás do pulmão. Quanto maior o pulmão, maior a flexibilidade do sistema, e o pulmão máximo representa a máxima flexibilidade do sistema.

Quando o sistema está operando na capacidade de transporte, isso é, com a capacidade contratada igual à capacidade de transporte, o estoque operacional e o mínimo serão iguais. Por definição o pulmão será igual a zero e o sistema não disporá de flexibilidade.

Deve-se observar que embora exista uma vazão contratual máxima para os pontos de entrega, elas podem variar de acordo com a programação mensal ou diária definida pelo carregador. Além disso, a soma das vazões realizadas nos pontos de entrega não necessariamente corresponde à soma das vazões dos pontos de recebimento, condição tipicamente definida como desequilíbrio operacional. Por outro lado, a operação do gasoduto depende de equipamentos que apresentam flutuações operacionais e que estão sujeitos a falha.

Logo, a margem operacional representa uma parcela da capacidade de transporte necessária para acomodar as variações operacionais decorrentes do desequilíbrio (situação gerada pelo carregador), das mudanças das configurações operacionais para atender a programação e da confiabilidade da rede de transporte (essas duas últimas de responsabilidade do transportador). No entanto, a introdução de uma margem operacional para dar flexibilidade ao sistema de transporte afeta diretamente a capacidade disponível.

O Gas Transmission Europe adota na Europa a definição de Capacidade Disponível como sendo a diferença entre a máxima capacidade operacional (Capacidade de Transporte) e a capacidade operacional, sendo esta a necessária para atender a Capacidade Contratada e uma margem operacional que garanta uma operação eficiente, conforme representado na Figura 4.

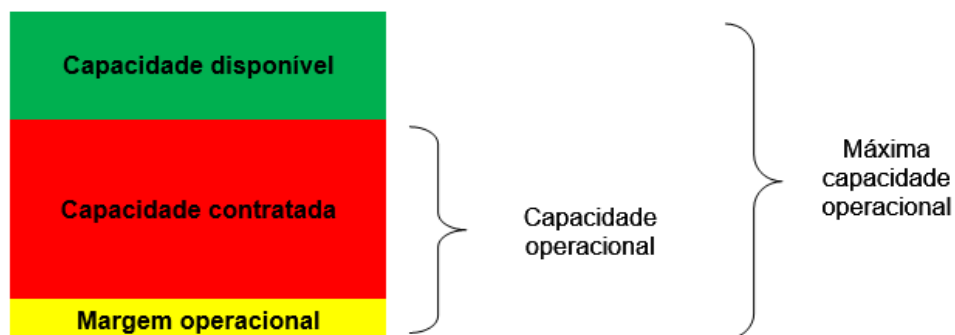


Figura 4 – Composição da máxima capacidade operacional

Observa-se que a referência considera que a Capacidade Contratada inclui todos os compromissos contratuais. Assim, além do atendimento aos valores de vazão explicitamente contratados, outras garantias contratuais dadas pelo transportador ao carregador, como o percentual de desequilíbrio, também devem ser considerados como parte integrante da Capacidade Contratada. Logo, a Margem Operacional deve ser dimensionada para todas essas variáveis. Fisicamente, a Margem Operacional é representada por um volume de gás estocado no duto (estoque estratégico) que fornecerá a flexibilidade necessária para uma operação segura e confiável.

Uma adaptação do modelo europeu é apresentada na Tabela 1, onde a Capacidade de Transporte deve ser entendida como a vazão máxima que pode ser transportada para um ponto de entrega quando aplicada a metodologia de cálculo de capacidade, sem considerar fatores como flexibilidade e confiabilidade, que podem diminuir tal Capacidade de Transporte.

A Capacidade Comercial é aquela que pode ser motivo de contrato e é obtida quando a Margem Operacional é retirada da Capacidade de Transporte. Quando somente uma parte da Capacidade Comercial está contratada, a diferença entre as duas representa a Capacidade Disponível.

A Margem Operacional é necessária para acomodar flutuações comerciais e operacionais. Essa margem é composta por uma parcela demandada pelo carregador, representada pelo percentual de desequilíbrio e outra devido à operação do sistema, de responsabilidade do transportador, que representa uma flexibilidade do transportador para acomodar mudanças na configuração operacional do sistema (por exemplo, manutenção programada). Esta parcela não abrange falhas de serviço de transporte, usualmente elencadas no contrato de prestação de serviço de transporte.

O gás transportado em um gasoduto atende aos valores demandados pelos pontos de entrega e ao gás de uso do sistema (GUS). O GUS inclui o gás combustível necessário para a operação dos equipamentos (compressores, trocadores de calor, etc.), gás não contabilizado e perdas. Ao se realizar o cálculo da capacidade segundo a metodologia apresentada, a influência do GUS já está contabilizada no processo. Assim, quanto maior o GUS, menor será a capacidade de transporte e, conseqüentemente, a disponível.

Especificamente em relação ao gás combustível de um determinado compressor, não é possível identificar qual parcela desse gás combustível é necessária para atender um determinado ponto de entrega e, conseqüentemente, não é possível quantificar o seu valor em relação a capacidade de transporte do ponto de entrega. Porém, é possível quantificar o incremento do gás combustível a partir de uma determinada situação, por exemplo a Capacidade Contratada, para um outra, por exemplo a Capacidade Comercial. Esse incremento representa a quantidade de gás que o carregador deve disponibilizar para contratar a Capacidade Disponível de um ponto de entrega e pode ser incluído como observação da Tabela 1.

Tabela 1 – Decomposição da capacidade

Capacidade de Transporte		
Margem Operacional	Capacidade Comercial	
	Capacidade Contratada	Capacidade Disponível

*Incremento do GUS

Onde:

- Capacidade de Transporte deve ser entendida como a vazão máxima que pode ser transportada para um ponto de entrega quando aplicada a metodologia de cálculo de capacidade, sem considerar fatores como flexibilidade e confiabilidade, que podem diminuir tal Capacidade de Transporte.
- Capacidade Comercial é aquela que pode ser motivo de contrato e é obtida quando a Margem Operacional é retirada da Capacidade de Transporte. Quando somente uma parte da Capacidade Comercial está contratada, a diferença entre as duas representa a Capacidade Disponível.

- Margem Operacional é necessária para acomodar flutuações comerciais e operacionais. Essa margem é composta por uma parcela demandada pelo carregador, representada pelo percentual de desequilíbrio e outra devido à operação do sistema, de responsabilidade do transportador, que representa uma flexibilidade do transportador para acomodar mudanças na configuração operacional do sistema (por exemplo, manutenção programada). Esta parcela não abrange falhas de serviço de transporte, usualmente elencadas no contrato de prestação de serviço de transporte.
- GUS inclui o gás combustível necessário para a operação dos equipamentos (compressores, trocadores de calor, etc.), gás não contabilizado e perdas. Ao se realizar o cálculo da capacidade segundo a metodologia apresentada, a influência do GUS já está contabilizada no processo.

6. Aplicação da Metodologia

A aplicação da metodologia será demonstrada em modelos de gasodutos construídos no programa de simulação *Pipeline Studio 3.4.1.0* da EnergySolution. Os exemplos abordados possuem diferentes configurações, mas abrangem a maior parte dos elementos que estão presentes em gasodutos reais.

Os elementos nos modelos são representados pelos ícones da Figura 5.

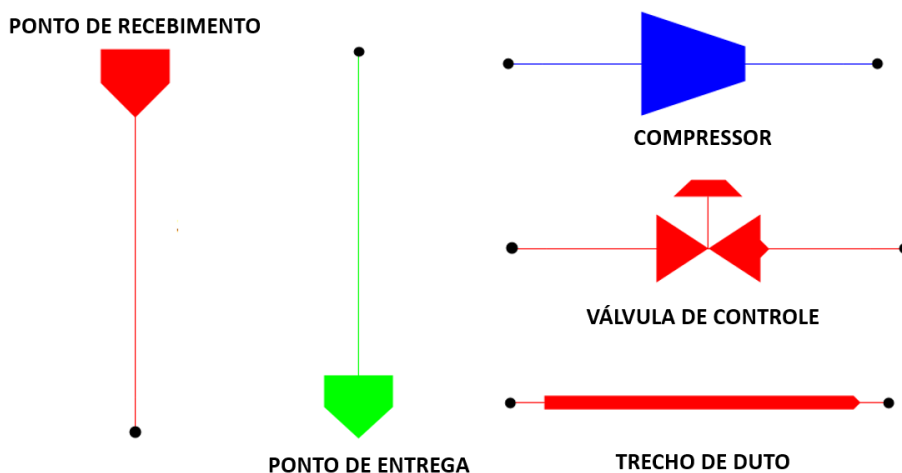


Figura 5 – Legenda dos diagramas

6.1. Exemplo 1

Neste primeiro exemplo existem 2 gasodutos, 3 pontos de recebimento, 3 pontos de entrega e um trecho de duto paralelo (*loop*), conforme observado na Figura 6.

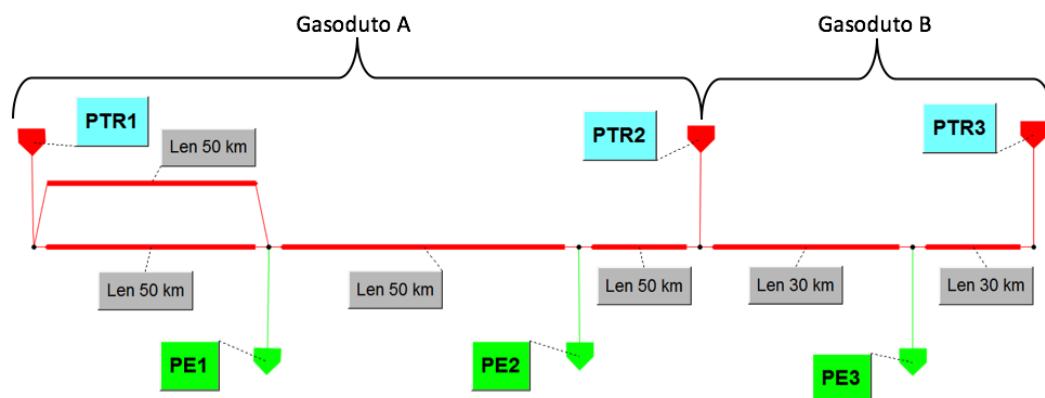


Figura 6 – Exemplo 1 – Diagrama esquemático

As características físicas do Exemplo 1 são:

- Diâmetro do gasoduto A: 12"
- Diâmetro do gasoduto B: 10"
- Espessura do gasoduto A: 0,469"
- Espessura do gasoduto B: 0,203"
- PMOA do gasoduto A: 100 kgf/cm²
- PMOA do gasoduto B: 100 kgf/cm²

As pressões mínimas, os limites de projeto e as capacidades de transporte contratadas dos pontos de entrega estão descritas na Tabela 2.

Tabela 2 – Exemplo 1 – Características dos pontos de entrega

PTE	Pressão mínima (kgf/cm ²)	Limite de projeto (10 ⁶ m ³ /d)	Capacidade contratada do PTE (10 ⁶ m ³ /d)
PE1	45	8,0	6,0
PE2	45	8,0	8,0
PE3	45	8,0	8,0

A metodologia desenvolvida será agora aplicada ao modelo descrito acima, no entanto, não será calculada a margem operacional neste primeiro exemplo de forma a mantê-lo mais simples. Segundo a metodologia, quando a capacidade contratada é igual ao limite de projeto do ponto de entrega, a capacidade de transporte é igual a capacidade contratada, portanto, não existe capacidade disponível. Neste exemplo só será possível calcular as capacidades para o PE1.

Para o cálculo das capacidades segundo a metodologia proposta, deve-se seguir os seguintes passos:

- Passo 1: Ajusta-se as pressões máximas nos pontos de recebimento;

- Passo 2: Ajusta-se as vazões contratuais nos pontos de entrega e executa-se o cálculo termo-hidráulico nessa condição.

A configuração atual é a capacidade contratada em cada ponto de entrega. Esse será o ponto de partida para o cálculo das outras capacidades. O resultado está apresentado na Figura 7.

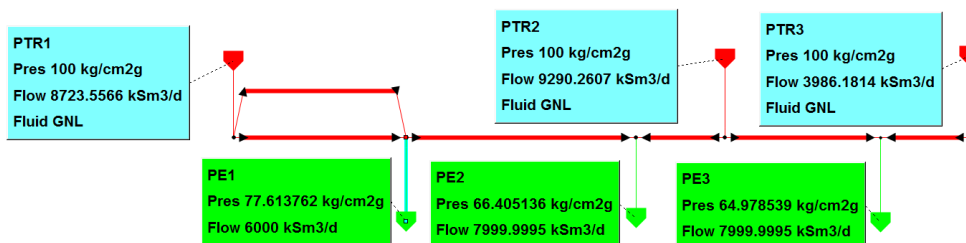


Figura 7 – Exemplo 1 – Cálculo da capacidade contratada dos pontos de entrega

- Passo 3: Eleva-se a vazão do PE1 até atingir a vazão limite de projeto do PE ou outro limite contratual. O resultado está apresentado na Figura 8.

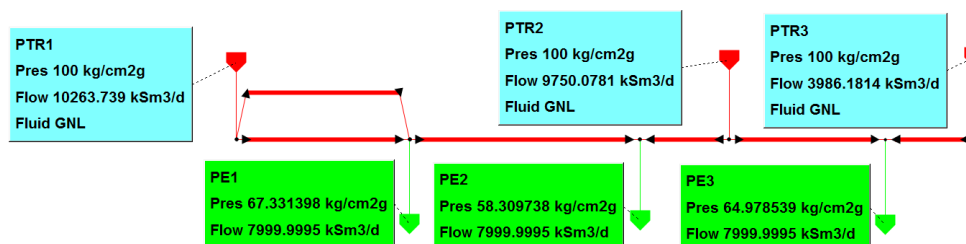


Figura 8 – Exemplo 1 – Cálculo da capacidade de transporte do PE1

A Tabela 3 apresenta as capacidades calculadas para o PE1. Neste exemplo a tabela não possui a margem operacional e a capacidade disponível é calculada pela diferença entre capacidade comercial e a capacidade contrata.

Tabela 3 – Exemplo 1 - Decomposição da capacidade para o PTE1

8,0 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade de Transporte)	
8,0 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade Comercial)	
6,0 (10 ⁶ m ³ /dia) Capacidade Contratada	2,0 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade Disponível)

Ao observar a Figura 7 e a Figura 8 se nota que a vazão no PTR3 e a pressão no PE3 não são alteradas com o aumento de vazão do PE1. Isso ocorre porque o PTR2, ao trabalhar com limite de pressão máxima impede que o gás proveniente do PTR1 atenda o PE3 e que o gás proveniente do PTR3 atenda ao

PE1 e PE2. Logo a rede poderia ser segmentada no PTR2 e os resultados dos dois novos modelos apresentariam os mesmos resultados anteriores.

A Figura 9 e a Figura 10 mostram como os valores dos gasodutos A e B continuam os mesmo após serem simulados separadamente.

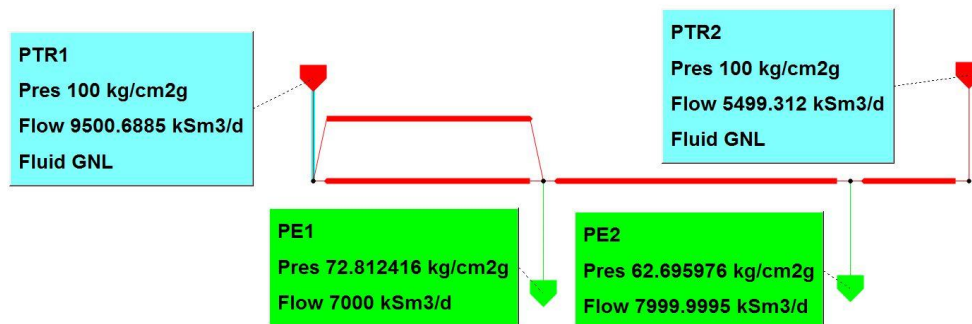


Figura 9 – Exemplo 1 – Gasoduto A segmentado

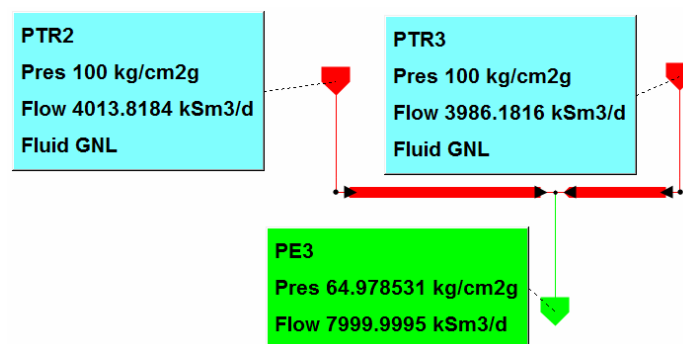


Figura 10 – Exemplo 1 – Gasoduto B segmentado

6.2. Exemplo 2

Neste exemplo existe 1 gasodutos, 1 pontos de recebimento, 2 pontos de entrega e uma estação de compressão, conforme observado na Figura 11.

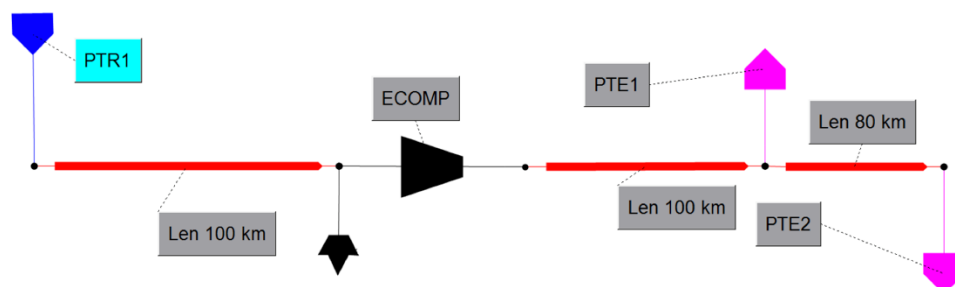


Figura 11 – Exemplo 2 – Diagrama esquemático

As características físicas do Exemplo 2 são:

- Diâmetro do gasoduto: 14"
- Espessura do gasoduto: 0,336"
- PMOA do gasoduto: 100 kgf/cm²
- Vazão contratada no PE1: 1,5 10⁶m³/dia
- Vazão contratada no PE2: 2,0 10⁶m³/dia
- Limite de projeto dos pontos de entrega: 3,0 10⁶m³/dia
- Pressão mínima dos pontos de entrega: 35 kgf/cm²
- Pressão mínima de sucção da ECOMP: 60 kgf/cm²
- Pressão máxima de descarga da ECOMP: 100 kgf/cm²

Para o cálculo das capacidades segundo a metodologia proposta, deve-se seguir os seguintes passos:

- Passo 1: Ajusta-se a pressão máxima no ponto de recebimento;
- Passo 2: Ajusta-se as vazões contratuais nos pontos de entrega
- Passo 3: Ajusta-se a pressão máxima de descarga na ECOMP e executa-se o cálculo termo-hidráulico nessa condição.

A configuração atual é a capacidade contratada em cada ponto de entrega. Esse será o ponto de partida para o cálculo das outras capacidades. O resultado está apresentado na Figura 12.

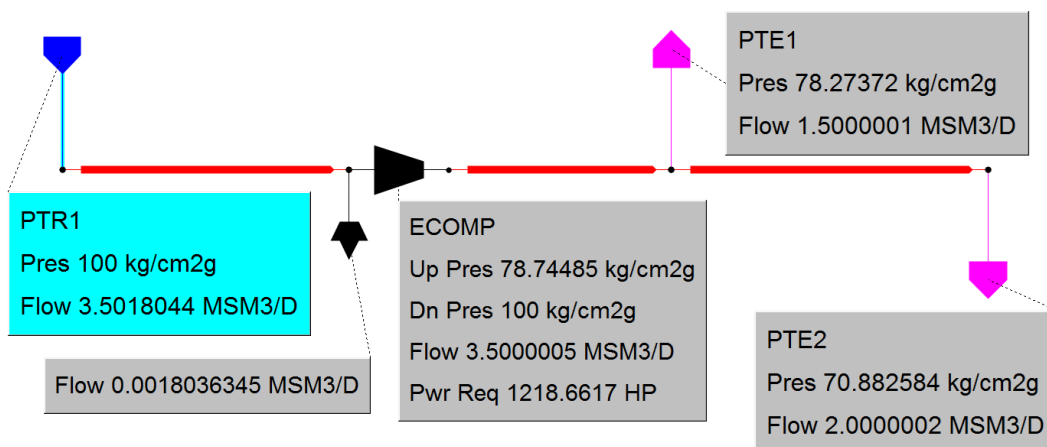


Figura 12 – Exemplo 2 – Cálculo da capacidade contratada dos pontos de entrega

- Passo 4: Ajusta-se uma vazão no ponto de entrega de interesse e executa-se o cálculo termo-hidráulico em regime permanente, até que algum limite físico ou de operação seja atingido.

Para o PTE1, a capacidade de transporte é de $2,55 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$, conforme se observa na Figura 13.

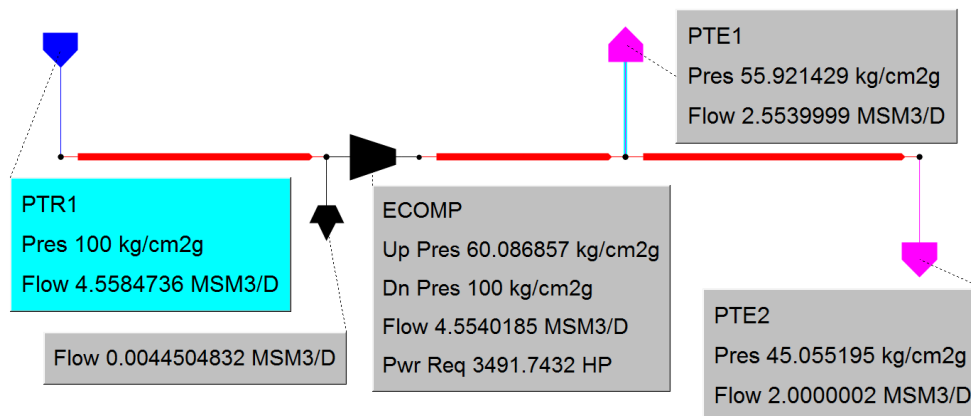


Figura 13 – Exemplo 2 – Capacidade de transporte do PTE1

O próximo passo é calcular a margem operacional. No item 5.5 foi apresentada a margem operacional e uma sugestão de como pode ser mensurada, mas a mesma deve ser discutida entre o transportador e o órgão regulador a fim de manter uma operação eficiente do gasoduto. Para a realização do cálculo da margem operacional e da capacidade de disponível iremos considerar um desequilíbrio da vazão de 5% em um ponto de recebimento. A escolha de em qual ponto de recebimento aplicar o desequilíbrio deve levar em consideração qual o ponto de recebimento alimenta o ponto de entrega que está sendo estudado. Neste exemplo só existe um ponto de recebimento, portanto o desequilíbrio será aplicado no PTR1.

- Passo 5: Ajusta-se a vazão do ponto de entrega de interesse e executa-se o cálculo termo-hidráulico em regime transiente com desequilíbrio de 5%.

Ao realizar o Passo 5, é importante prestar atenção a todos os limites contratuais e de operação dos equipamentos.

A capacidade comercial do PTE1 é então definida e a condição em regime permanente é mostrada na Figura 14.

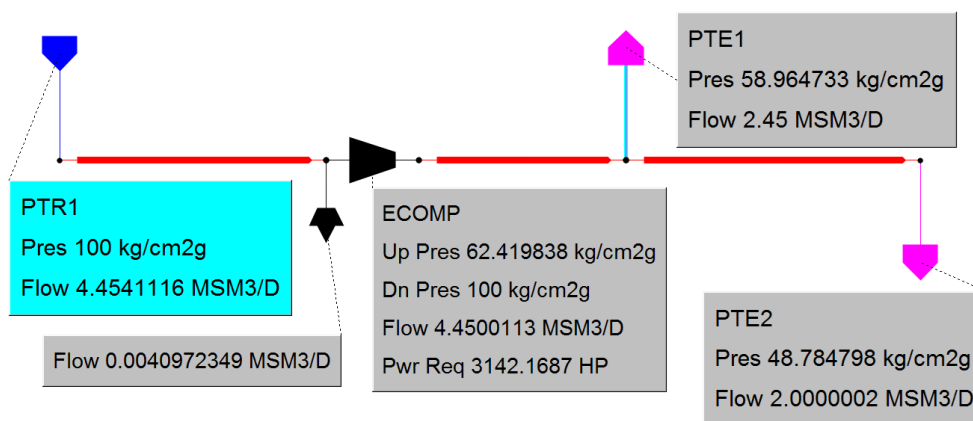


Figura 14 – Exemplo 2 – Capacidade comercial do PE1

- Passo 6: A margem operacional é então calculada pela diferença entre a capacidade de transporte e a capacidade comercial, enquanto a capacidade disponível é a diferença da capacidade comercial e a contratada.

A Tabela 4 mostra as várias capacidades e a margem operacional para o PE1.

Tabela 4 – Exemplo 2 – Decomposição da capacidade para o PTE1

2,554 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade de Transporte)		
0,104 10 ⁶ m ³ /dia (Margem Operacional)	2,45 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade Comercial)	
	1,5 (10 ⁶ m ³ /dia) Capacidade Contratada	0,950 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade Disponível)

- Incremento do GUS: 0,00229 10⁶m³/dia

A Figura 15 e a Figura 16 apresentam as variações de pressão e vazão no PTE1 durante o cenário de desequilíbrio.

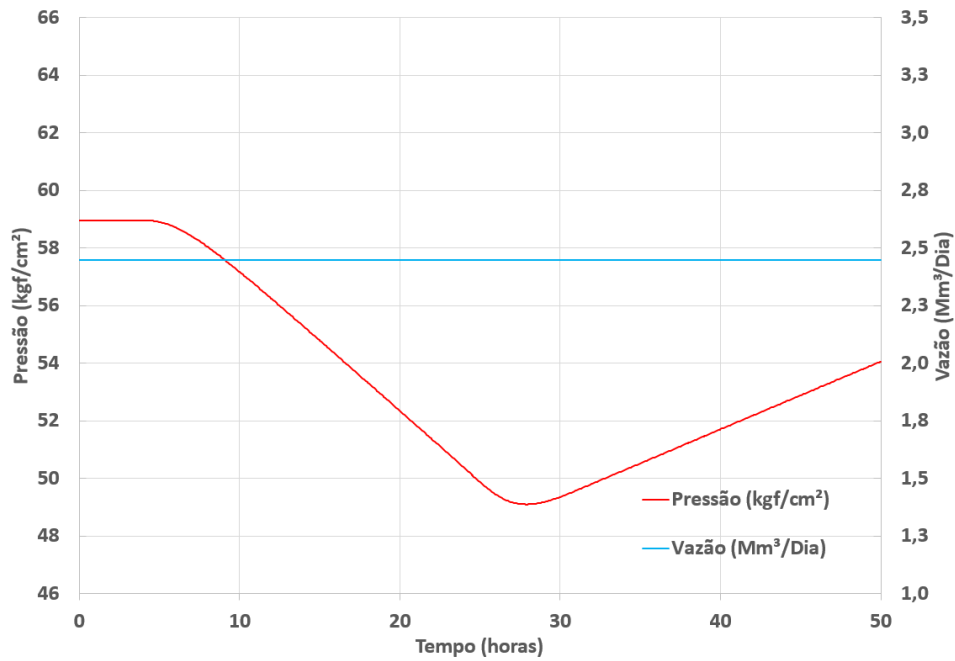


Figura 15 – Exemplo 2 – Transiente no PTE1 para a capacidade comercial do PTE1

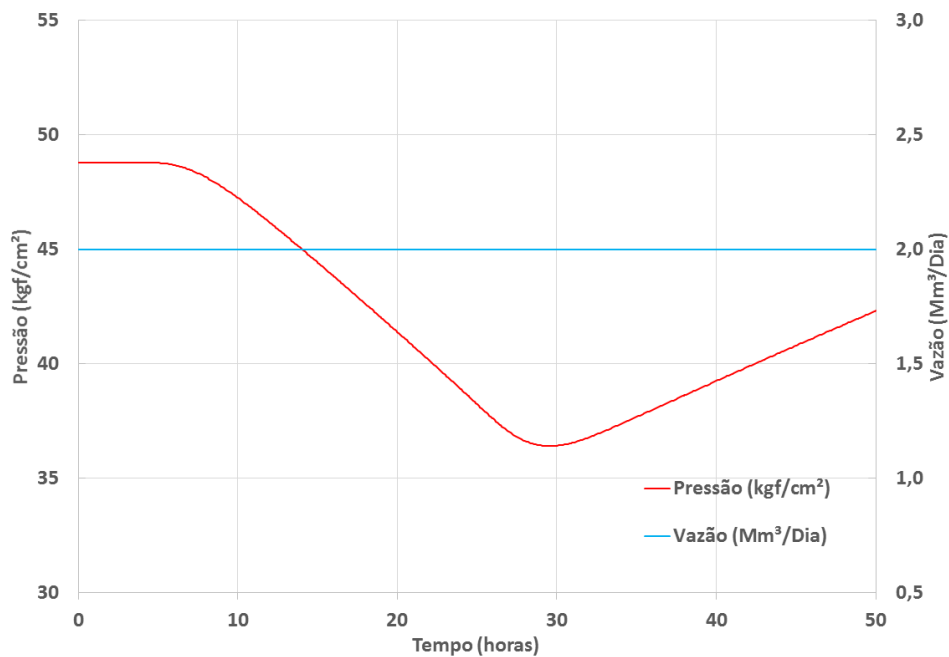


Figura 16 – Exemplo 2 – Transiente no PTE2 para a capacidade comercial do PTE1

Os passos 4, 5 e 6 são então repetidos para o PTE2.

Para o PTE2, a capacidade de transporte é de $2,934 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$, conforme observado na Figura 17 (passo 4).

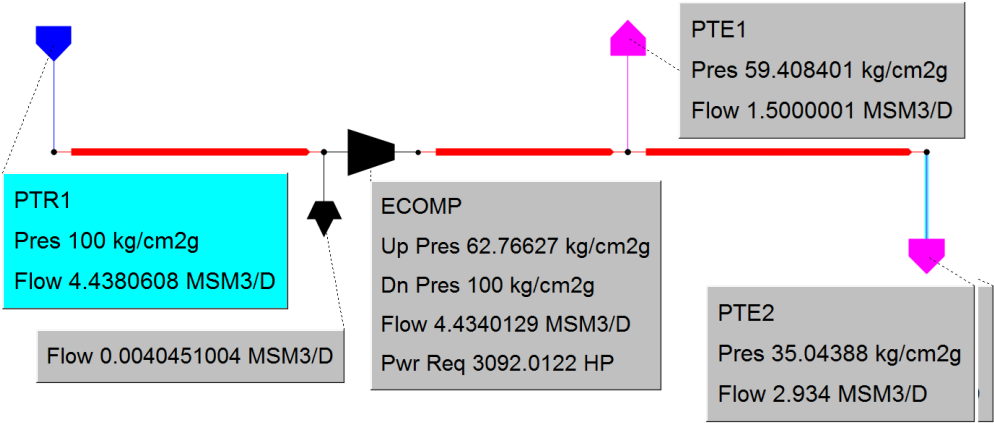


Figura 17 – Exemplo 2 – Capacidade de transporte do PE2

A capacidade comercial para o PTE2 é apresentada na Figura 18 (passo 5).

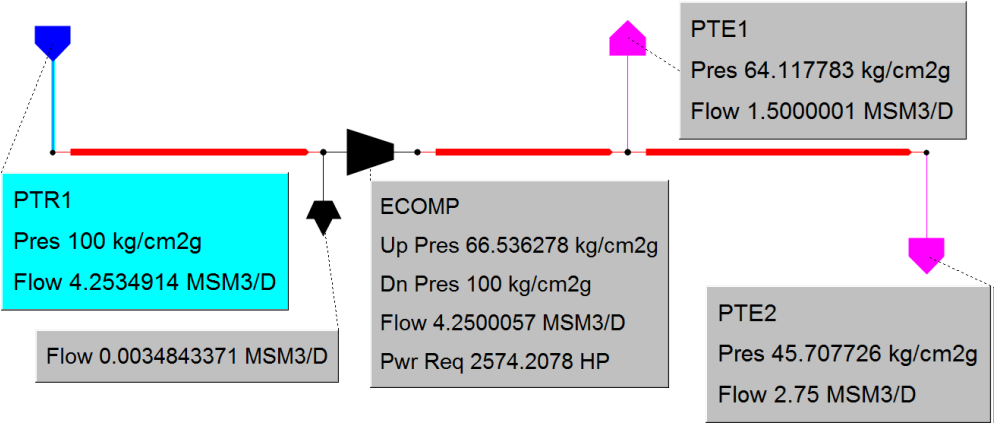


Figura 18 – Exemplo 2 – Capacidade comercial do PTE2

A margem operacional é então calculada para o PTE2 em 0,184 10⁶m³/dia (passo 6).

A Tabela 5 mostra as várias capacidades e a margem operacional para o PE2.

Tabela 5 – Exemplo 2 – Decomposição da capacidade para o PTE2

2,934 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade de Transporte)		
0,184 10 ⁶ m ³ /dia (Margem Operacional)	2,75 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade Comercial)	
	1,5 (10 ⁶ m ³ /dia) Capacidade Contratada	1,25 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade Disponível)

- Incremento do GUS: 0,00168 10⁶m³/dia

A Figura 19 e a Figura 20 apresentam as variações de pressão e vazão no PTE1 durante o cenário de desequilíbrio.

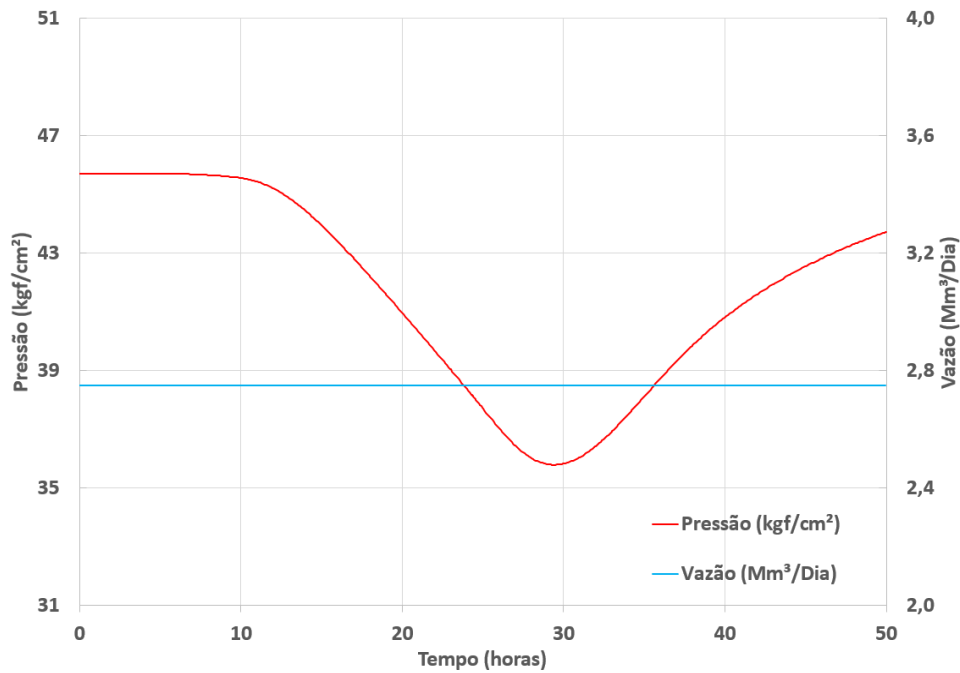


Figura 19 – Exemplo 2 – Transiente no PTE2 para a capacidade comercial do PTE1

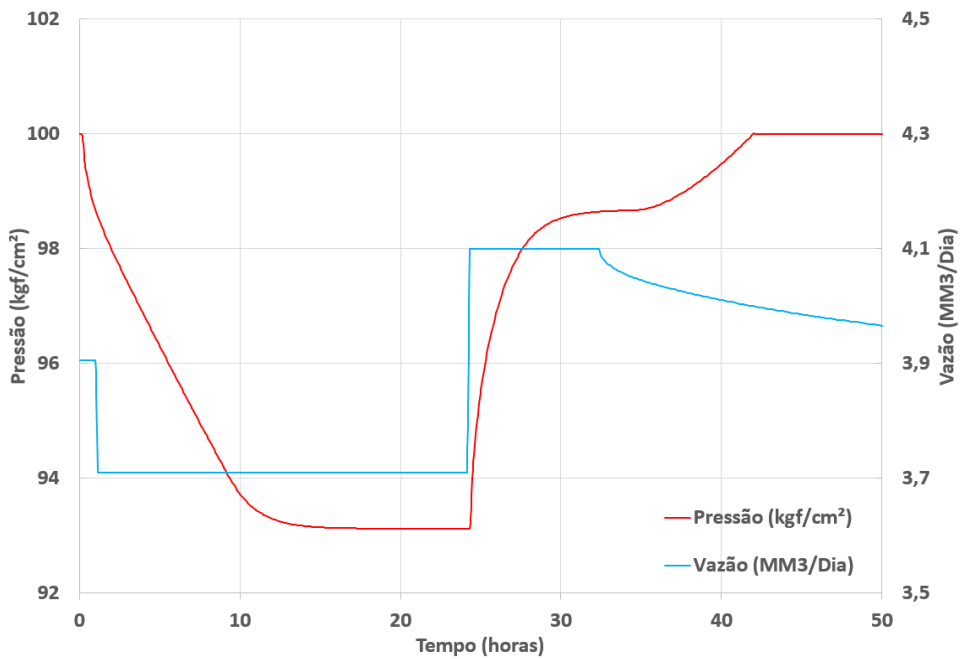


Figura 20 – Exemplo 2 – Transiente no PTE2 para a capacidade comercial do PTE2

6.3. Exemplo 3

Neste exemplo existem 4 pontos de recebimento, 3 pontos de entrega, 1 estação de regulação de pressão e 1 estação de compressão, conforme observado na Figura 21.

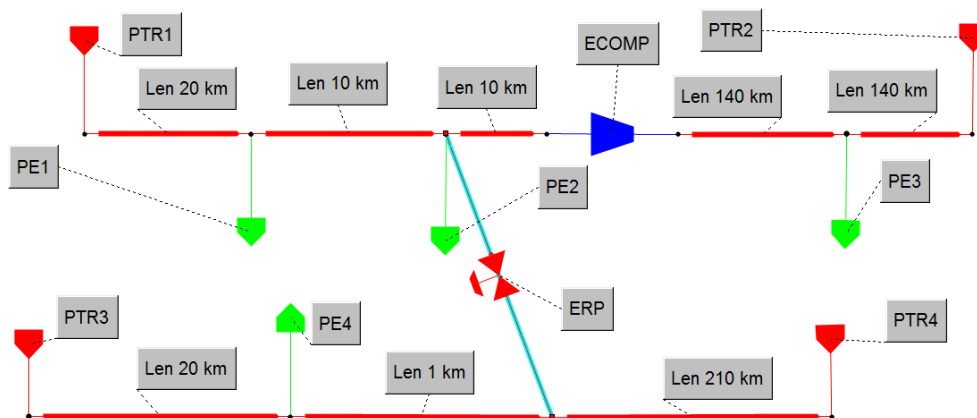


Figura 21 – Exemplo 3 – Diagrama esquemático

As características físicas do Exemplo 3 são:

- Diâmetro interno do gasoduto: 12"
- Espessura do gasoduto: 0,500"
- PMOA entre o PTR1 e a ECOMP: 65 kgf/cm²
- PMOA dos demais trechos do gasoduto: 100 kgf/cm²
- Pressão mínima dos pontos de entrega: 35 kgf/cm²
- Pressão mínima de sucção da ECOMP: 50 kgf/cm²
- Pressão máxima de descarga da ECOMP: 100 kgf/cm²
- Pressão de controle na ERP: 65 kgf/cm²

As pressões mínimas, os limites de projeto e as capacidades de transporte contratadas dos pontos de entrega estão descritas na Tabela 6.

Tabela 6 – Exemplo 3 – Características dos pontos de entrega

PTE	Pressão mínima (kgf/cm ²)	Limite de projeto (10 ⁶ m ³ /d)	Capacidade contratada do PTE (10 ⁶ m ³ /d)
PE1	35	3,0	2,0
PE2	35	3,0	2,0
PE3	35	8,0	6,0
PE4	35	3,0	2,0

Para o cálculo das capacidades segundo a metodologia proposta, deve-se seguir os seguintes passos:

- Passo 1: Ajusta-se a pressão máxima no ponto de recebimento;
- Passo 2: Ajusta-se as vazões contratuais nos pontos de entrega;
- Passo 3: Ajusta-se a pressão máxima de descarga na ECOMP
- Passo 4: Ajusta-se a pressão da ERP e executa-se o cálculo termo-hidráulico nessa condição.

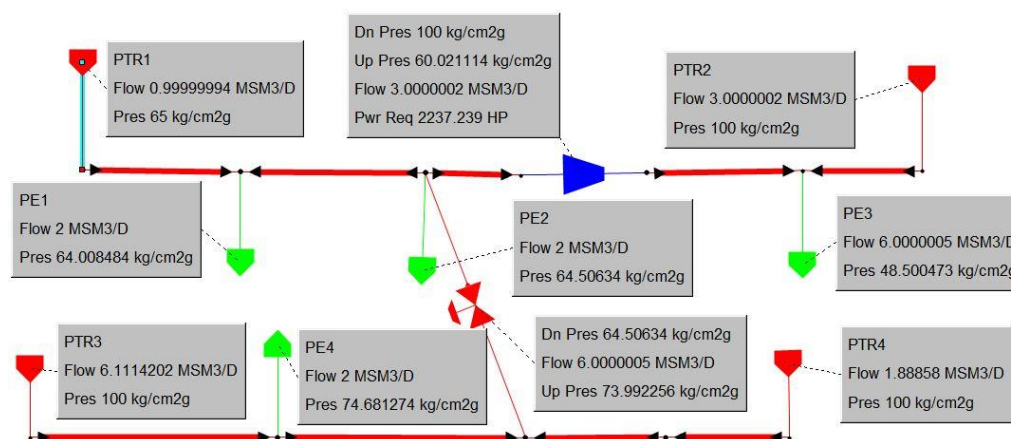


Figura 22 – Exemplo 3 – Cálculo da capacidade contratada dos pontos de entrega

A configuração atual é a capacidade contratada em cada ponto de entrega. Esse será o ponto de partida para o cálculo das outras capacidades. O resultado está apresentado na Figura 22.

Neste exemplo, todos os pontos de entrega possuem capacidades contratadas menores que os valores de vazão limite de projeto, logo todos devem ser testados para se verificar as capacidades de transporte, disponível e margem operacional. No entanto, para não estender demais o exemplo, somente o PE2 será avaliado.

- Passo 5: Ajusta-se uma vazão no ponto de entrega de interesse e executa-se o cálculo termo-hidráulico em regime permanente, até que algum limite físico ou de operação seja atingido.

Para o PE2, a capacidade de transporte é de $3,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$, conforme se observa na Figura 23.

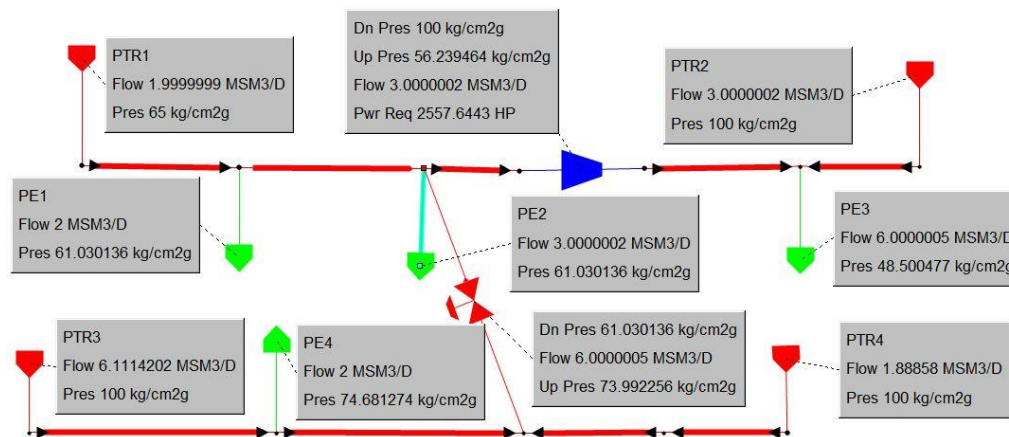


Figura 23 – Exemplo 3 – Cálculo da capacidade de transporte do PE2

A configuração atual é a capacidade contratada em cada ponto de entrega. Esse será o ponto de partida para o cálculo das outras capacidades.

No exemplo anterior, foi definido que o desequilíbrio seria aplicado no ponto de recebimento que alimenta o ponto de entrega que está sendo avaliado, no entanto, no exemplo atual podemos observar que o PE2 é alimentado pelo gás natural que passa pela ERP, e esta recebe gás tanto do PTR3 quanto do PTR4, porém em quantidades diferentes.

O desequilíbrio de 5% aplicado ao PTR3 é, em valor absoluto, maior que um desequilíbrio aplicado no PTR4, ou em qualquer outro ponto de recebimento do modelo em análise. Portanto o PTR3 é o escolhido para a aplicação do desequilíbrio.

- Passo 6: Ajusta-se a vazão do ponto de entrega de interesse e executa-se o cálculo termo-hidráulico em regime transiente com desequilíbrio de 5%.

O resultado está apresentado na Figura 24.

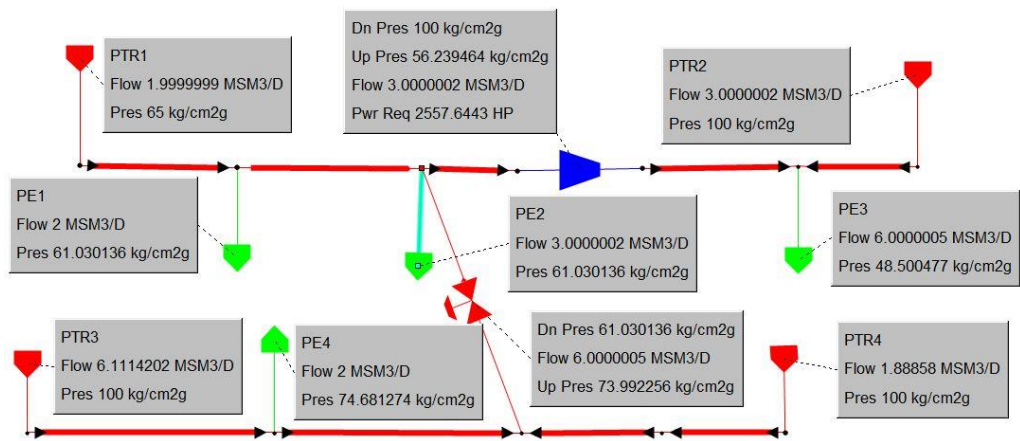


Figura 24 – Exemplo 3 – Capacidade Comercial do PE2

Na condição estudada não foi necessário reservar parte da capacidade de transporte como margem operacional, o sistema de transporte é capaz de aumentar a vazão do PE2 de $2,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ para $3,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ sem que nenhum limite contratual seja atingido, mesmo durante o transiente provocado pelo desequilíbrio de 5% na vazão do ponto de recebimento PTR3.

A Tabela 7 apresenta todas as capacidades do PTE1.

Tabela 7 – Exemplo 3 - Decomposição da capacidade para o PE2

3,0 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade de Transporte)		
0,0 10 ⁶ m ³ /dia (Margem Operacional)	3,0 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade Comercial)	
	2,0 (10 ⁶ m ³ /dia) Capacidade Contratada	1,0 10 ⁶ m ³ /dia (Capacidade Disponível)

7. Conclusões

No presente trabalho foram estudados como a capacidade de transporte de um gasoduto é definida em diversos mercados no mundo, a forma como a legislação brasileira atual trata o tema e uma proposta de metodologia para o cálculo das capacidades.

Embora apresentem termos semelhantes ao de vários outros mercados do mundo, a legislação brasileira possui foco no gasoduto quando trata da capacidade de transporte, dificultando a aplicação direta de conceitos válidos em outros mercados.

Por acreditar que é viável a aplicação do conceito de capacidade ao gasoduto, este trabalho apresentou uma metodologia de cálculo de capacidade aplicada aos pontos de entrega. Para a adoção dessa metodologia, é necessária a adaptação da legislação, alterando os conceitos aplicados ao gasoduto para o ponto de entrega.

A revisão da legislação também deve ser acompanhada pela revisão de alguns contratos de transporte. Atualmente, a soma das vazões dos pontos de entrega em certos contratos não necessariamente corresponde à capacidade de transporte do gasoduto. Na metodologia proposta é necessário conhecer as vazões contratadas atuais para cada ponto de entrega, para que a partir delas sejam calculadas as capacidades dos pontos de entrega.

A aplicação da metodologia proposta é apoiada na construção de modelos computacionais dos gasodutos ou malhas de gasodutos. A legislação atual já obriga a divulgação das capacidades através de relatórios de simulação, mas muitas vezes esses relatórios são pobres em informação, não detalhando como foram criados os modelos, os limites dos equipamentos, condições de contorno, entre outros detalhes que são importantes para a verificação dos cálculos. O órgão fiscalizador precisa ter maior rigor e aumentar as exigências para a aceitação dos relatórios com os cálculos das simulações, cobrando maior detalhamento na descrição dos modelos.

Neste trabalho foi apresentado um conceito para margem operacional e a sua importância ao acomodar as flutuações nas operações diárias do gasoduto. É preciso estudar todos os elementos que possam afetar a operação do gasoduto para que possam ser incorporados no cálculo da capacidade comercial. Os transportadores devem apresentar a sua metodologia para o cálculo da margem operacional, pois são eles que detêm a maior quantidade de informação sobre o sistema estudado e profundo conhecimento dos equipamentos envolvidos. A metodologia apresentada deve ser avaliada pela agência reguladora e declarada conjuntamente com os relatórios de capacidade.

Os cálculos das capacidades dependem muito da qualidade da informação utilizada para a montagem dos modelos de simulação, bem como os parâmetros que servem como condição de contorno. Nesse sentido em fevereiro de 2016, a ANP divulgou um estudo onde utiliza métodos estatísticos para avaliar qual valor deve ser adotado para a capacidade contratada. O estudo constrói uma série histórica da vazão nos pontos de entrega, utilizando os dados de vazões realizadas que são divulgados pelos transportadores, e a partir disso avalia a melhor maneira de definir o valor para a capacidade contratada.

Um trabalho contínuo de atualização dos modelos de simulação também será necessário, já que alterações como a inclusão de um novo ponto de entrega, aumento de capacidade de um determinado ponto, instalação de estação de compressão, entre outros, são capazes de alterar os valores de capacidade previamente calculados.

Referências Bibliográficas

SILVA, P. M, SANTOS, A. B. The Relevance of Thermal Hydraulic Pipeline Simulation as a Regulatory Support Tool (IBP1250-09), Rio Pipeline Conference 2009.

GAMA, L., S., C. Estudo para Regulamentação da Capacidade de Gasodutos. 2001. 122 f. Dissertação (Mestrado)-Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2001.

Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005, July 13 2009

GAS TRANSMISSION EUROPE – GTE. Report, 2003, Definitions of Available Capacities at Cross-border Points in Liberalized Markets. Madri Forum VII.

National Mineral Oil and Natural Gas Transportation Company, Methodology for Calculating Technical Capacities of the Transmission System. Hungria. 2009. Visitado em 22 de junho de 2014. Disponível em: <http://fgsz.hu/en/content/312-m-methodology-calculating-technical-capacities-gas-transmission-system>.

National Grid, Determination of the Technical Capacity of the National Transmission System, Compliance with Regulation EC 715/2009. Visitado em 22 de junho de 2014. Disponível em: <http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/2310128B-05CE-4C69-B903-FDE195AFD214/45722/DeterminationofTechnicalCapacity.pdf>.

PINON, J. P., CUIJPERS, C. The Marketing and Calculation of Gas Transmission Capacity in the EU, CREG, 23 rd WGC, Amsterdam, 2006.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Metodologia dos Estudos para a Determinação da Capacidade na RNTGN. Fevereiro de 2008, Visitado em 22 de junho de 2014. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/acessoasredesinfraestruturaseasinterligacoes/Documents/Metodologia_Estudo_Det_Capacidade_RNTGN.pdf.

Boletim Oficial del Estado n 115, Resolution 9765 de 20 de Abril de 2007 que se modifican determinadas Normas de Gestion Técnica del Sistema Gasista, 11 de outubro de 2005, Madri, Espanha.

Ministerio de Industria, Turismo Y Comercio, Protocolo de Detalhe PD-10:

Calculo de la Capacidad de Las Instalaciones, Madri, Espanha, 2007.

Bundesnetzagentur, Restructuring Capacity Management in the German Gas Market. 22 de maio de 2009. Alemanha.

Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Notification. G.S.R. 476 (E). Determining Capacity of Petroleum Products and Natural Gas Pipeline. 07 de junho de 2010. Nova Deli, India.

ALVAREZ, O. G., CARRANZA, H. A., PILLON, F. J. Nominal Gas Pipeline Transmission Capacity. A Procedure to Define Nominal Capacity. Pipeline Simulation Interesse Group, 2009. Paper 0609.

LANGELANDSVIK, L. I., POSTVOLL, W., AARHUS, B., KASTE, K. K., Accurate Calculation of Pipeline Transport Capacity, Gassco AS.

JURIS, A., Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States, 30 de Abril de 1998. Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/1998/04/693642/development-competitive-natural-gas-markets-united-states>.

SANTOS, M. A. F., Estudo do Comportamento Dinâmico da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural. 2010. 74 p. Dissertação (Mestrado) – Instituto Superior Técnico, Departamento de Engenharia Mecânica. Lisboa, Portugal.