



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
GRUPO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

TARIFAÇÃO COMBINADA DE REDES DE GÁS E ELETRICIDADE

Tese apresentada à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Mabel Scianni Morais

Itajubá, Setembro de 2005.

TARIFAÇÃO COMBINADA DE REDES DE GÁS E ELETRICIDADE

Tese apresentada à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
José Wanderley Marangon Lima

Mabel Scianni Morais

Itajubá, Setembro de 2005.

*"Transportai um punhado de terra todos os dias
e fareis uma montanha".*

Confúcio

*Dedico esta tese aos meus afilhados
Débora, Felipe e André.*

*"O conhecimento torna a alma jovem e diminui a amargura da
velhice. Colhe, pois, a sabedoria. Armazena suavidade para o
amanhã".*

Leonardo da Vinci

*Aos meus pais
Jurandyr e Lúcia,
pelos esforços e dedicação,
minha homenagem, meu amor e gratidão.*

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, mestre e amigo Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima, quem muito admiro, um agradecimento especial pelo tempo dedicado, incentivo e brilhante orientação durante a realização desta tese.

Aos integrantes da banca examinadora, Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Prof. Dr. Ildo Sauer, Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos, Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento, Prof. Dr. Robson Celso Pires e Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza, meu agradecimento pelas valiosas contribuições dadas.

À CAPES pela ajuda financeira na forma de bolsa de estudos.

Aos professores da Pós-Graduação por contribuírem para a minha formação, em especial ao Prof. Dr. Néelson Manzanares, pela ajuda no entendimento das equações do fluxo de gás.

Ao Prof. Dr. Isaías Lima pela ajuda e pela disponibilização do programa nodal locacional.

Aos funcionários da Biblioteca Mauá, PPG e GESis, pela gentileza com que sempre me atenderam.

Aos Engenheiros Eduardo Tinoco, Daniel Mendes e Cristiana Cunha da Agência Nacional do Petróleo pelas informações à respeito da indústria do gás natural.

À Rachel Affonso, da Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia pela valiosa colaboração com relação ao GASBOL e fluxo de gás na rede.

Ao Prof. Dr. Sérgio Oliva da Universidade Estadual de São Paulo, pelo material sobre Teoria dos Jogos.

Aos Engenheiros Leandro Schlesinger De Castro Gama (PUC-RIO), George Gabriel Szegö (USP) e Domingos Napolitano (Gás Brasileiro), pelas contribuições no estudo das equações de fluxo de gás.

Ao Engenheiro Luís Verneck da White Martins, pela discussão sobre a modelagem dos compressores.

Ao meu irmão, minha cunhada, tios, primos e amigos, pelo apoio e pela paciência...

À Cibele, pelo exemplo de profissionalismo, amizade e companheirismo e pelo carinho com que sempre me ajudou.

Aos amigos José Ferrão, Elídia Saullo, Marisa Fiori, Sandra Koloszuk e Beatriz Pegorim, pelo carinho e compreensão pela minha constante ausência durante a execução desta tese, bem como pela chance de poder tê-los como verdadeiros amigos.

*Às minhas queridas Gaia e Rosinha.
(in memoriam)*

RESUMO

O ambiente internacional de energia elétrica mudou dramaticamente desde o início dos anos noventa. A introdução da competição na geração e comercialização de eletricidade tem sido o foco de muitas experiências de reestruturação do setor elétrico. O principal objetivo tem sido encontrar maior eficiência econômica do que no ambiente passado, centralizado e monopolista. O livre acesso e uma tarifa regulada de forma justa para o sistema de transmissão têm sido a chave para o desenvolvimento do mercado de eletricidade.

Muitas metodologias têm sido propostas para tarifar as redes de transmissão afim de dar razoáveis sinais econômicos aos investidores do mercado de eletricidade. Estes métodos tais como MW-milha, custo marginal por barra, e outros, usualmente incorporam a natureza espacial do sistema de transmissão dando a oportunidade para os geradores e para os agentes consumidores localizar suas unidades de geração e carga nos locais mais apropriados. Para aqueles agentes que já estão localizados, há uma oportunidade de influenciar no plano de expansão da transmissão para minimizar as tarifas de transporte.

Do lado da geração, especialmente para centrais térmicas, localizar os ativos onde sua produção será mais valorizada é de crucial importância para o retorno dos investimentos da empresa. Além da tarifa de transmissão e do custo de investimento da planta, uma importante porção do custo total é o custo do combustível. Para plantas de gás natural, o custo do combustível pode ser dividido em duas partes: o custo de produção e o custo de transporte. O transporte de gás é usualmente feito através de gasodutos, os quais têm características similares com a rede de transmissão de eletricidade. Portanto, condições de suprimento de combustível, bem como restrições na capacidade de geração e transmissão, devem ser simultaneamente levadas em consideração no processo de decisão de investimento.

Sinergias entre sistemas de eletricidade e gás natural devem ser identificadas e economicamente quantificadas afim de que decisões integradas possam trazer vantagens aos investimentos das empresas. A longo prazo, as decisões são altamente inter-dependentes nos subsistemas de gás e eletricidade, o que justifica uma análise integrada. Portanto, a regulação econômica da transmissão de eletricidade e do transporte de gás deveria ser realizada conjuntamente e isto é mostrado nesta tese.

A tarifação das redes de gás e eletricidade tem sido bem estudada individualmente, mas há poucos estudos tratando as redes de forma combinada. Esta tese descreve e aplica metodologias de tarifação, propostas inicialmente para a rede de transmissão, em combinação com a rede de

gasodutos. Métodos de tarifação da transmissão usualmente consideram equações de fluxo de potência, ou seja, o comportamento estático do sistema elétrico. Portanto, um método coerente para tarifar a rede de gás deveria também usar equações estáticas para o fluxo de gás através dos gasodutos. Maior ênfase é dada às equações do gás e aos métodos de simulação.

Estudos de caso com o sistema demonstram a importância da regulação da tarifação tanto para o sistema de gás quanto para o de eletricidade. A regulação econômica das redes é crucial quando investimentos e custos de operação das unidades térmicas a gás natural estão sob análise. Para tais unidades o gás natural representa a entrada e a eletricidade a saída do processo de produção.

ABSTRACT

The international environment of electricity energy has changed dramatically since the beginning of the 90's. The introduction of competition to electricity generation and commercialization has been the main focus of many restructuring experiences of the electrical sector. The main goal has been to achieve better economic efficiency than the past centralized and often monopolistic environment. The open access and a fair regulated tariff for transmission assets have been the keystones in the development of the electricity market.

Many methodologies have been proposed to price transmission networks in order to send reasonable economic signals to the electricity market players. These methods such as the MW-mile, bus marginal cost, and others, usually incorporate the spatial nature of transmission systems giving the generation and consumer agents the opportunity to place their generation and load units at the most appropriated sites. To the agents that are already placed are offered the opportunity to influence on the transmission expansion plan in order to minimize the wheeling charges.

As far as generation goes, especially for thermal units, locating the assets where their production will be valued at best is of uttermost importance for the companies' future return on investment. Besides the transmission fare and the plant investment cost, an important portion of the total cost is the fuel cost. For natural gas plants, the fuel cost can be split into two parts: the production cost and the transportation cost. The gas transportation is usually performed by gas pipelines, which have similar characteristics with the electricity transmission network. Therefore, fuel supply conditions, as well as generation and transmission capacity constraints, have to be taken simultaneously into account in the investment decision making process. Synergies between electricity and natural gas systems have to be identified and economically quantified so that integrated decisions could bring in an edge to the investment company. In the long-term phase, the decisions are highly inter-dependent on gas and electricity sub-systems, which justifies an integrated analysis. Therefore, economic regulation of electricity transmission and gas transportation must be performed together and it will be shown in this thesis.

Pricing each of gas and electric networks has been well studied individually but there are few studies dealing with the combined approach. This thesis describes and applies wheeling methodologies, proposed initially for transmission network, in combination with the gas pipeline network. Transmission wheeling charge methods usually consider load flow equations, i.e., the static behavior of electrical systems. Therefore, a coherent method of pricing gas network must also use steady-state equations for the gas flow through pipelines. More emphasis is devoted to gas equations and simulation methods.

Studies case considering the Brazilian system demonstrate the importance of the wheeling charge regulation for both the gas and electricity systems. The economic regulation of grids is crucial when investment and operational costs of natural gas thermal units are under analysis. For such units the natural gas is the input and the electricity is the output of the production process.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	24
1.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS	24
1.2 – ESTRUTURA DA PROPOSTA	26
CAPÍTULO 2: PANORAMA DAS INDÚSTRIAS DE GÁS E ENERGIA ELÉTRICA	26
2.1 – INTRODUÇÃO	27
2.2 – SETOR DO GÁS NATURAL	27
2.2.1 – Visão Geral	27
2.2.2 – Panorama Internacional da Indústria do Gás Natural	33
2.2.2.1 – União Européia	33
2.2.2.2 – América Latina	35
2.2.3 – Mercado e Formação de Preço	41
2.2.4 – Regulamentação do Transporte de Gás Natural	46
2.2.5 – Contratos de Compra e Transporte de Gás	48
2.2.6 – Infra-Estrutura de Transporte	49
2.2.7 – Tarifas de Transporte	50
2.3 – SETOR ELÉTRICO	51
2.3.1 – Visão Geral	51
2.3.2 – Mercado	54
2.3.3 – Formação de Preço	55
2.3.4 – Regulamentação da Transmissão	58
2.3.5 – Tarifas de Transmissão de Energia Elétrica	62
2.4 – CONCLUSÃO	63
CAPÍTULO 3: TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	65
3.1 – INTRODUÇÃO	65
3.2 – EQUAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	65
3.2.1 – Formulação do Fluxo de Potência Linearizado (DC)	68

3.2.2 – Matriz de Sensibilidade	69
3.3 – PRINCIPAIS METODOLOGIAS DE TARIFAÇÃO	70
3.3.1 – Metodologias Não-Incrementais	71
3.3.1.1 – Selo-Postal	71
3.3.1.2 – MW-milha	72
3.3.2 – Metodologias Incrementais	72
3.3.3 – Método Nodal	75
3.4 – CONCLUSÃO	78
CAPÍTULO 4: TRANSPORTE DE GÁS NATURAL	79
4.1 – INTRODUÇÃO	79
4.2 – LEIS FÍSICAS E EQUAÇÕES DE TRANSPORTE	79
4.2.1 – Leis e Equações para os Gases	80
4.2.2 – Equação de Bernoulli	81
4.2.3 – Formulação para a Equação de Fluxo em Regime Permanente	82
4.2.4 – O Fator de Atrito	86
4.2.5 – Equações Práticas de Fluxo	90
4.3 – MÉTODOS DE SIMULAÇÃO DE ANÁLISE DE REDES EM REGIME PERMANENTE	96
4.3.1 – Método Newton Loop-Nó	96
4.3.2 – Simulação de Compressores na Rede	103
4.4 – TARIFAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EM USO NO SISTEMA BRASILEIRO	105
4.5 – METODOLOGIAS PROPOSTAS PARA A TARIFAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS	109
4.5.1 – Selo Postal	110
4.5.2 – Gás-Milha	110
4.5.3 – Gás-Nodal	111
4.6 – CONCLUSÃO	111
CAPÍTULO 5: ALOCAÇÃO DE CUSTOS VIA TEORIA DOS JOGOS	113
5.1 – INTRODUÇÃO	113
5.2 – CONCEITUAÇÃO BÁSICA	113
5.3 – VALOR DE SHAPLEY E ALOCAÇÃO DE CUSTOS	115

5.4 – METODOLOGIA DE AUMANN-SHAPLEY	117
5.5 – APLICAÇÃO DE AUMANN-SHAPLEY NAS REDES DE GÁS E ENERGIA ELÉTRICA	118
5.6 – CONCLUSÃO	119
CAPÍTULO 6: RESULTADOS OBTIDOS DE TARIFA COMBINADA	121
6.1 – INTRODUÇÃO	121
6.2 – CUSTOS ASSOCIADOS ÀS CENTRAIS TERMELÉTRICAS	121
6.3 – CARACTERÍSTICAS DAS REDES E RESULTADOS OBTIDOS NO CÁLCULO DO FLUXO DE GÁS	125
6.4 – LINEARIZAÇÃO E TARIFAS OBTIDAS	127
6.5 – CONCLUSÃO	141
CAPÍTULO 7: CONCLUSÃO	144
7.1 – CONCLUSÃO GERAL	144
7.2 – TRABALHOS PUBLICADOS	146
7.3 – TEMAS PROPOSTOS PARA FUTUROS TRABALHOS.	147
ANEXO I	149
ANEXO II	152
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	155

LISTA DE ABREVIATURAS

AGA – American Gas Association
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional do Petróleo
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CESP – Companhia Energética do Estado de São Paulo
CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental do Estado de São Paulo
CMaCP – Custo Marginal de Curto Prazo
CMaLP – Custo Marginal de Longo Prazo
CMO – Custo Marginal De Operação
CNE – Chile National Energy Commission
DAEE – Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo
DECOMP – Modelo de otimização e despacho de usinas com discretização semanal
DER – Departamento de Estradas de Rodagem
DESSEM – Modelo de otimização e despacho de usinas com discretização diária
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia
ENARGAS – Ente Nacional Regulador del Gás
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FCF – Função de Custo Futuro
GART - Gerência de Regulamentação Tarifária
GASBOL - Gasoduto Bolívia-Brasil
GASPETRO – Petrobras Gás S.A.
GNL – Gás Natural Liquefeito
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
LITOM – Modelo de Localização Integrada de Térmicas com Objetivos Múltiplos
MAE – Mercado Atacadista de Energia
NEWAVE – Modelo de otimização e despacho de usinas hidrotérmicas com discretização mensal
NEWDESP – Modelo de otimização e despacho de usinas hidrotérmicas
ONS – Operador Nacional do Sistema
OSINERG – Organismo Supervisor dos Investimentos em Energia
PDVSA – Petroleos de Venezuela S.A.
PPT – Programa Prioritário de Termoeletricidade

SAEGET – Sistema de Análise para a Expansão da Geração Termelétrica

SEADE – Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados

SIRESE – Sistema de Regulação Setorial

SOP – Ship or Pay

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil

TBS – Transportadora Sul Brasileira de Gás

TOP – Take or Pay

TRANSPETRO – Petrobras Transportes S.A.

UTE – Usina Termelétrica

YPF – Yacimientos Petrolíferos Fiscales

YPFB – Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema da Cadeia do Gás Natural	30
Figura 2 – Estrutura para o gás de origem nacional	30
Figura 3 – Estrutura para o gás importado da Bolívia	30
Figura 4 – Estrutura para o gás importado da Argentina	31
Figura 5 – Consumo de gás natural na Argentina	37
Figura 6 – Consumo de gás natural no Peru	38
Figura 7 – Consumo de Gás Natural na Venezuela	39
Figura 8 – Consumo de Gás Natural na Colômbia	39
Figura 9 – Consumo de Gás natural no Chile	40
Figura 10 – Consumo de Gás Natural na Bolívia	41
Figura 11 – Histórico do Mercado de Gás Natural no Brasil	42
Figura 12 – Demanda de Gás Natural no Brasil por segmento de Mercado	43
Figura 13 – Principais Gasodutos Brasileiros e interligação com América do Sul	50
Figura 14 – Sistema Interligado de Transmissão de Energia Elétrica Brasileiro	59
Figura 15 – Ramo de um Sistema Elétrico	65
Figura 16 – Barramento de um Sistema Elétrico	67
Figura 17 – Conjunto de Barramentos de um Sistema Elétrico	69
Figura 18 – Fator de Sensibilidade circuito $(k)-(m)$ com relação ao barramento (j)	70
Figura 19 – Fator de Sensibilidade circuito $(k)-(m)$ com relação ao barramento (j)	70
Figura 20 – Representação do Nó Virtual	77
Figura 21 – Fluxo através do gasoduto	83
Figura 22 – Diagrama de Moody	87
Figura 23 – Diagrama de Moody para a Equação de Colebrook-White	89
Figura 24 – Grafo representativo de rede	96
Figura 25 – Fluxograma para o Método Newton Loop-Nó	102
Figura 26 – Rede de gás com compressor	103
Figura 27 – Rede de gás seccionada	104
Figura 28 – Representação do Momento de Capacidade	105
Figura 29 – Transporte de Gás na América do Sul	125
Figure 30 – Rede de Transmissão no Brasil	129

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	58
Tabela 2 – Tarifas estaduais de transporte de gás - Portaria 108/00 da ANP	108
Tabela 3 – Tarifas estaduais de transporte de gás - Portaria 045/02 da ANP	109
Tabela 4 – Carga nos nós da rede de gás	126
Tabela 5 – Diâmetro e Comprimento dos Gasodutos	126
Tabela 6 – Fluxo nos Gasodutos e Pressão nos nós	128
Tabela 7 – Fluxo na rede de gás com carga no Rio de Janeiro	128
Tabela 8 – Fluxo na rede de gás com carga em São Paulo	128
Tabela 9 – Fluxo na rede de gás com carga em Porto Alegre	129
Tabela 10 – Tarifas MW-milha do Sistema Elétrico (US\$/KWmês) – (ex-ante)	130
Tabela 11 – Tarifas Nodais do Sistema Elétrico (US\$/KWmês) – (ex-ante)	130
Tabela 12 – Tarifas Aumann-Shapley do Sistema Elétrico (US\$/KWmês) – (ex-ante)	131
Tabela 13 – Tarifas Gás-milha para a rede de gás (mil US\$/Mm ³ /h.mês) – (ex-ante)	131
Tabela 14 – Tarifas Gás Nodal para a rede de gás (mil US\$/Mm ³ /h.mês) – (ex-ante)	131
Tabela 15 – Tarifas Aumann-Shapley para a rede de gás (mil US\$/M m ³ /h.mês) – (ex-ante)	132
Tabela 16 – Tarifa Combinada - UTE 10 MW no Rio de Janeiro (mi US\$/mês) – (ex-ante)	132
Tabela 17 – Tarifa Combinada - UTE 10 MW em São Paulo (mi US\$/mês) – (ex-ante)	132
Tabela 18 – Tarifa Combinada - UTE 10 MW em Porto Alegre (mi US\$/mês) – (ex-ante)	133
Tabela 19 – Tarifa Combinada - UTE 8000 MW no Rio de Janeiro (mi US\$/mês) – (ex-ante)	133
Tabela 20 – Tarifa Combinada - UTE de 800 MW em São Paulo (mil US\$/mês) – (ex-ante)	133
Tabela 21 – Tarifa Combinada - UTE de 800 MW em Porto Alegre (mil US\$/mês) – (ex-ante)	134
Tabela 22 – Tarifa/MW - UTE no Rio de Janeiro (mil US\$/MW) – (ex-ante)	134
Tabela 23 – Tarifa/MW - UTE em São Paulo (mil US\$/MW) – (ex-ante)	134
Tabela 24 – Tarifa/MW - UTE em Porto Alegre (mil US\$/MW) – (ex-ante)	135
Tabela 25 – Tarifas MW-milha do Sistema Elétrico (US\$/KWmês) – (ex-post)	135
Tabela 26 – Tarifas Nodais do Sistema Elétrico (US\$/KWmês) – (ex-post)	135
Tabela 27 – Tarifas Aumann-Shapley do Sistema Elétrico (US\$/KWmês) – (ex-post)	135
Tabela 28 – Tarifas Gás-milha para a rede de gás (mil US\$/Mm ³ /h.mês) – (ex-post)	136
Tabela 29 – Tarifas Nodais para a rede de gás (mil US\$/Mm ³ /h.mês) – (ex-post)	136
Tabela 30 – Tarifas Aumann-Shapley para a rede de gás (mil US\$/M m ³ /h.mês) – (ex-post)	136
Tabela 31 – Tarifa Combinada - UTE 10 MW no Rio de Janeiro (mi US\$/mês) – (ex-post)	137
Tabela 32 – Tarifa Combinada - UTE 10 MW em São Paulo (mi US\$/mês) – (ex-post)	137

Tabela 33 – Tarifa Combinada - UTE 10 MW em Porto Alegre (mi US\$/mês) – (ex-post)	137
Tabela 34 – Preço da Energia - UTE de 10 MW no Rio de Janeiro (US\$/MWh)	139
Tabela 35 – Preço da Energia - UTE de 10 MW em São Paulo(US\$/MWh)	139
Tabela 36 – Preço da Energia - UTE de 10 MW em Porto Alegre (US\$/MWh)	139
Tabela 37 – Preço da Energia - UTE de 800 MW no Rio de Janeiro (US\$/MWh) – (ex-post)	140
Tabela 38 – Preço da Energia - UTE de 800 MW em São Paulo (US\$/MWh) – (ex-post)	140
Tabela 39 – Preço da Energia - UTE de 800 MW em Porto Alegre (US\$/MWh) – (ex-post)	140
Tabela 40 – Preço da Energia - UTE de 800 MW no Rio de Janeiro (US\$/MWh) – (ex-post)	141
Tabela 41 – Preço da Energia - UTE de 800 MW em São Paulo (US\$/MWh) – (ex-post)	141
Tabela 42 – Preço da Energia - UTE de 800 MW em Porto Alegre (US\$/MWh) – (ex-post)	141

LISTA DE SÍMBOLOS

Capítulo 3

Seção 3.2

B_{ik} = admitância do ramo $i-k$;

\dot{I}_{ik} = corrente complexa do barramento (j), fluem pelo ramo $i-k$ em direção ao barramento (k);

$[\theta]$ = vetor de ângulos de tensão dos barramentos;

$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ = diferença entre os ângulos de fase das tensões nas barras (i) e (k);

\dot{Y}_{ik} = elemento ik da matriz de admitâncias $[\dot{Y}_N]$;

\dot{S}_{ik} = potência complexa do barramento (j), fluindo pelo ramo $i-k$ em direção ao barramento (k);

\dot{S}_i^C = potência aparente complexa consumida no barramento (i);

P_{ik} = fluxo de potência ativa no ramo $i-k$;

Q_{ik} = fluxo de potência reativa no ramo $i-k$;

P_i^T = potência ativa transferida do barramento (i) para os demais barramentos da rede;

G_{ik} = condutância do ramo $i-k$;

\dot{S}_i^G = potência aparente complexa gerada no barramento (i);

\dot{S}_i^T = potência aparente complexa transferida do barramento (i) para os demais barramentos da rede (incluindo a terra) através do sistema de transmissão;

x_{ik} = reatância série total do ramo, em módulo;

r_{ik} = resistência série total do ramo, em módulo;

b_{ik} = susceptância do ramo do lado do barramento (j), em módulo;

b_{ki} = susceptância do ramo do lado do barramento (k), em módulo;

\dot{V}_i = tensão complexa do barramento (i);

\dot{V}_k = tensão complexa do barramento (k);

$[B]$ = matriz de admitância nodal;

$[P]$ = vetor das injeções de potência ativa no barramento;

Seção 3.3

C_l = custo do circuito l ;

ΔCP = variação do custo de produção;

π_{di} = custo marginal da barra i ;

π_{dj} = custo marginal da barra j ;

c_l = custo unitário do circuito l que corresponde a $\frac{C_l}{f_l}$;

$F_l(u)$ = fluxo no circuito l causado pelo agente u ;

F_l = fluxo no circuito l ;

$\overline{f_l}$ = capacidade do circuito l ;

$[P]$ = vetor das injeções de potência ativa no barramento;

P_i = potência ativa contratada no nó i ;

β = matriz de sensibilidade;

RPT = receita permitida total;

$D(u)$ = quantidade de carga da transação de transmissão;

D_{tot} = carga total do sistema elétrico;

N_l = número total de circuitos;

$T(u)$ = tarifa de uso a ser paga pelo agente u ;

W = valor total da transação;

β_{lj} = variação de fluxo no ramo l devido à injeção de 1 pu no nó j ;

β_{li} = variação de fluxo no ramo l devido à injeção de 1 pu no nó i ;

β_{lr} = variação de fluxo no ramo l devido à injeção de 1 pu no nó r de referência;

f_{pl} = fator de ponderação sobre a utilização do ramo l ;

π_j = tarifa nodal do nó j ;

π_j = tarifa do nó j ajustada para a cobertura da receita;

π_i = tarifa nodal do nó i ;

N_i = número de barras;

Capítulo 4

Seção 4.2

t = temperatura em °C;

T = temperatura absoluta (K)

v = volume específico de um gás (m^3kg^{-1})

V = volume do gás (m^3);

G = massa do gás (kg);

ρ = densidade do gás ($kg\ m^{-3}$);

γ = peso específico do gás (Nm^{-3});

g = aceleração da gravidade (ms^{-2});

p = pressão absoluta do gás (Pa);

R = constante do gás ($Jkg^{-1}K^{-1}$);

Z = fator de compressibilidade;

ω = velocidade do gás (ms^{-1});

h_f = dissipação de energia;

f = fator de atrito;

D = diâmetro interno do gasoduto (m);

S = gravidade específica do gás;

Q_n = vazão volumétrica de gás em um gasoduto ($m^3\ s^{-1}$);

A_r = Área da sessão transversal do gasoduto;

R_{ar} = constante do ar ($Jkg^{-1}K^{-1}$);

μ = viscosidade dinâmica do gás (Nsm^{-2});

Re = número de Reynolds;

ε = rugosidade do gasoduto (mm);

l = comprimento do gasoduto (m);

$p_{1,i}$ (p_i) = pressão absoluta no nó 1, (i) (Pa);

$p_{2,j}$ (p_j) = pressão absoluta no nó 2, (j) (Pa);

p_n = pressão absoluta nas condições padrão (MPa);

T_n = temperatura absoluta nas condições padrão (K);

E = fator de eficiência;

$\phi[(Q_n)_k]$ = função de fluxo entre os nós i e j do gasoduto k ;

K_k = constante (impedância) para o gasoduto k ;

$(Q_n)_k$ = vazão volumétrica de gás entre os nós i e j do gasoduto k ;

Q = vetor de fluxo nos ramos;

A = matriz de incidência ramo-nó;

A^T = matriz transposta de incidência ramo-nó;

A_1 = matriz reduzida de incidência ramo-nó (matriz particionada de elementos dos vértices carga);

ΔP = vetor das quedas de pressão nas arestas da rede;

P = vetor das pressões nos vértices da rede;

B = matriz de incidência ramo-malha;

$\phi(Q)$ = vetor de funções de fluxo;

L = vetor das cargas nos vértices;

Seção 4.3

A_2 = matriz particionada de elementos dos vértices de referência;

A_2^T = transposta da matriz A_2

A_1^T = transposta da matriz reduzida de incidência ramo-nó;

A_{1t} = matriz reduzida de incidência ramo-nó particionada em elementos *árvore*;

A_{1t}^{-1} = inversa de A_{1t} ;

A_{1c} = matriz reduzida de incidência ramo-nó particionada em elementos *cordas*;

$F(Q_c)$ = conjunto de erros de malha para fluxo da malha igual ao fluxo no ramo *corda*;

$F(q)$ = conjunto de erros de malha;

Q_t = vetor de fluxo de gás nas arestas *árvore*;

Q_c = vetor de fluxo de gás nas arestas *corda*;

ΔQ = vetor de correções dos fluxos de gás nas arestas;

n = número total de vértices da rede;

n_1 = número de vértices de carga;

n_2 = número de vértices de referência;

P_1 = vetor de pressões desconhecidas nos vértices de carga;

P_2 = vetor de pressões conhecidas dos vértices de referências;

k' = número de cordas da rede de gasodutos;

Seção 4.4

MC = momento de capacidade de transporte (m^3km);

C_{ij} = capacidade contratada entre o ponto de entrega i e o ponto de recepção j (m^3);

d_{ij} = distância entre o ponto de entrega i e o ponto de recepção j (km);

ne = número de pontos de entrega;

np = número de pontos de recepção;

DC = distância média de capacidade (km);

CT = capacidade contratada total no gasoduto (m^3);

d_i = distância de cada trecho da rede de gasodutos (km);

V_i = vazão de gás efetivamente movimentado (m^3/dia);

Seção 4.5

n_r = números de arestas da rede de gasodutos;

$dg(u)$ = consumo de gás do agente u ;

dt = consumo total de gás na rede;

T_{ij} = tarifa gás-milha do agente (i) retirando gás do barramento (j);

$CUR(k)$ = custo unitário do ramo k ;

ΔQ_k = variação da vazão volumétrica no gasoduto k devido a injeção de $1 Mm^3/h$ no nó i e retirada no nó;

$Q_{in(k)}$ = vazão inicial no gasoduto k ;

$Q_{fin(k)}$ = vazão no gasoduto k após a injeção de $1Mm^3$;

RPT = receita permitida total;

R' = 50% da receita permitida total;

$dg(j)$ = gás consumido no barramento j ;

$g_{in}(j)$ = gás injetado no barramento j ;

$Tc(i)$ = tarifa gás-nodal de consumidor para o agente (i);

$Tg(i)$ = tarifa gás-nodal de carregador para o agente (i);

Capítulo 5

Seção 5.2

$c(N)$ = custo total a ser repartido em um jogo cooperativo;

x_i = parte que cabe ao participante i ;

N = número total de usuários de um determinado serviço;

S' , S'' = coalizões em um jogo cooperativo;

$x(S)$ = montante atribuído a um participante em um jogo cooperativo;

Seção 5.3

$\phi_i(c)$ = ganho esperado de um agente i em um jogo com função característica c ;

$\Delta^i(S,i)$ = custo incremental de inclusão do usuário i para contratação de um determinado serviço;

Seção 5.4

C_k^{AS} = custo unitário de Aumann-Shapley do nó k do sistema;

x_k^{AS} = valor de Aumann-Shapley para uma determinada transação de carga;

Seção 5.5

$\pi_j(i)$ = custo marginal ou tarifa não ajustada no nó j para o intervalo i ;

$L_j(i)$ = carga no nó j para o intervalo i ;

TAS_j = tarifa de Aumen-Shapley para as redes de gás e eletricidade.

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Considerando o contexto mundial, em que o gás natural é a terceira fonte de energia primária, precedido somente do petróleo e carvão, com taxas mundiais médias de crescimento, na última década, superiores a 2% a.a. [F2000], a indústria nacional de gás natural apresenta-se ainda incipiente tendo no entanto, aumentado sua participação na matriz energética nacional de 3,7%, em 1998, para 7,5%, em 2002 [MME2003].

As limitações na utilização deste combustível podem ser justificadas por uma soma de fatores tais como o fato de 77% do gás nacional produzido estar associado ao petróleo [ANP2002b] e a infraestrutura de transporte e distribuição ser insuficiente para o escoamento do produto. Para a indústria do gás natural, a infra-estrutura de transporte e de distribuição é parte fundamental da cadeia, por responder por grande parte do custo final do combustível e por guardar uma relação direta com o crescimento do mercado consumidor.

O mercado de energia elétrica e o mercado de gás natural têm um relacionamento muito estreito, pois o gás em muitas das atividades econômicas pode substituir a energia elétrica. Além do uso comum em vários segmentos de mercado, a estrutura de transporte destes dois energéticos tem características de indústria de rede. O estudo das correlações entre estes dois mercados torna-se importante [HBDS2001], pois vários aspectos devem ser antevistos e ações de governo devem ser propostas para o bom funcionamento destes mercados.

Um dos aspectos relevantes no desenvolvimento destes dois mercados se refere à forma de tarifar as redes de gás e de energia elétrica. Estes dois segmentos representam uma indústria de rede que tem características de monopólio natural e que sofrem, portanto, regulamentação econômica. Dado que no Brasil o desenvolvimento efetivo do mercado de gás natural tem como âncora o setor elétrico, nada mais justo que avaliar estes dois setores de forma conjunta.

No entanto, existem atualmente dificuldades legais para implantação de metodologias de tarifação compatíveis para estas redes, devido estar a responsabilidade da regulação destes setores na mão de agências diferentes. No caso do gás, o problema é mais grave visto que a regulamentação do transporte está sob a responsabilidade do governo federal enquanto que a distribuição está sob a responsabilidade do governo estadual [ANP 2002b]. A formatação da estrutura regulatória com agências reguladoras distintas cria problemas quando uma determinada empresa atua nos dois segmentos que é o caso particular da geração de energia elétrica a partir do gás natural.

Dado que, ao se implantar uma usina termelétrica, o transporte do gás e a transmissão da energia elétrica gerada afetam a tomada de decisão quanto a sua localização, é importante que a tarifa de transporte e a tarifa de transmissão representem o custo marginal de expansão da rede de gás e da rede de transmissão, respectivamente. O custo marginal que representa o sinal econômico para os usuários de ambas as redes é de natureza locacional, o que privilegia as metodologias que incorporam o sinal locacional. É importante observar que muitas não guardam uma correlação forte com o custo marginal, mas uma metodologia do tipo “selo postal” mostra-se totalmente inadequada com os princípios econômicos.

A estrutura da tarifa de transporte de gás no Brasil é basicamente “selo postal”, apesar da ANP ter procurado introduzir o parâmetro *distância* nas novas metodologias propostas. Estas propostas diferem daquela utilizada para a rede de transmissão no que se refere à intensidade do sinal locacional. A partir de uma tarifação coerente em ambas as indústrias, questões como a tomada de decisão quanto a melhor localização de uma termelétrica ficam melhor equacionadas [ML2003]. É claro que não é só o transporte do gás e da energia elétrica que determinam a melhor localização de uma central termelétrica a gás, mas estes são fatores preponderantes.

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia de tarifação das redes de gás e transmissão para prover sinais econômicos eficientes à implantação de termelétricas. A análise é iniciada observando as equações físicas de regime permanente da rede de gás e de transmissão de energia elétrica, buscando similaridades entre a vazão de gás e o fluxo de energia elétrica. A partir desta análise, são apresentadas as metodologias existentes para tarifação da transmissão e sua adequação para a rede de gasodutos. Portanto, é feita uma transposição dos métodos utilizados na rede elétrica para a rede de gás, tentando tornar compatível o custo de transporte do gás e da energia elétrica.

As metodologias de tarifação para o transporte de gás incorporando a variável *distância*, hoje apresentadas, tratam a rede como sendo *radial*. Verifica-se, no entanto, que o sistema de transporte de gás no País está se tornando um sistema interligado, resultando em uma rede *malhada*. Sendo assim, modelos que consideram os fluxos de gás nos dutos e determinam tarifas que refletem a real ocupação dos mesmos tendem a ser mais eficazes para a promoção da eficiência no sistema, penalizando pontos de maior congestionamento, em detrimento a trechos de menor utilização.

Este trabalho tem um apelo imediato, em função da implantação das centrais térmicas a gás no Brasil e do crescimento da malha de gasodutos. Sugere-se que o transporte de gás deve ser liberado para uso compartilhado nos mesmos moldes da transmissão de energia elétrica.

1.2 ESTRUTURA DA PROPOSTA

Este trabalho é estruturado em sete capítulos, além deste introdutório. O Capítulo 2 oferece um panorama das indústrias de gás e eletricidade, descrevendo a estrutura e a regulação de todas as atividades da cadeia a partir das mudanças introduzidas, dando ênfase à regulamentação do transporte e da transmissão.

O Capítulo 3 apresenta as equações em regime permanente da rede de transmissão de energia elétrica e as principais metodologias de tarifação existentes.

As leis físicas que determinam as equações de transporte de gás, bem como a formulação para a equação de fluxo em regime permanente e os métodos de simulação de análise de redes, são apresentados no Capítulo 4. A metodologia de tarifação do transporte de gás utilizada pela Agência Nacional de Petróleo é mostrada e são propostas alternativas para a tarifação de forma coordenada com a tarifação da rede de transmissão.

No Capítulo 5 é mostrada a metodologia de Aumann-Shapley para a tarifação da transmissão de energia elétrica e do transporte de gás natural.

Os custos envolvidos na implantação das centrais térmicas, bem como a análise de aspectos relacionados à questão ambiental e disponibilidade de água para a implantação da central são tratados no Capítulo 6. Resultados obtidos de tarifa combinada de dois estudos de caso considerando as redes de transporte de gás e de transmissão de energia elétrica brasileiros são apresentados no mesmo capítulo.

No último capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho.

CAPÍTULO 2 – PANORAMA DAS INDÚSTRIAS DE GÁS E ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

Embora historicamente o Brasil tenha forte dependência da energia hidráulica para a geração de energia elétrica, a geração térmica a gás natural vem sendo desenvolvida e estimulada nos últimos anos. Desta forma, o gás natural, energético que utiliza indústria de rede de forma análoga à indústria de energia elétrica, apresenta-se com uma inserção crescente na matriz energética brasileira.

Neste capítulo será dado um panorama das indústrias do gás natural e de energia elétrica no Brasil, apresentando as etapas da cadeia produtiva bem como os aspectos regulatórios concernentes.

2.2 SETOR DO GÁS NATURAL

2.2.1 Visão Geral

A projeção de crescimento do consumo mundial de gás natural como fonte primária de energia do mundo é a mais alta entre as outras fontes no período 1999-2020, isto é, 3,2% por ano, com previsão de aumento de consumo dos atuais 2,3 trilhões de m³ para 4,6 trilhões de m³, em especial na geração de energia elétrica [P2003]. Atualmente o Brasil consome cerca de 50 milhões de m³ de gás diários, dos quais 20 milhões são importados da Bolívia. A Petrobras quer implantar um plano agressivo de massificação do uso do gás natural para atingir o consumo de 77,6 milhões de metros cúbicos por dia em 2010. A meta é fazer o consumo crescer 14,2% ao ano [G2004]. A opção para tal utilização do gás natural deve-se à melhor eficiência do ciclo combinado, quando comparadas às fontes tradicionais, além de uma queima mais limpa, tornando a escolha mais atrativa, tanto pelo lado econômico, quanto ambiental, principalmente quando incorporada a questão do efeito estufa.

Vale ressaltar a convergência entre os setores de gás natural e eletricidade, verificada a partir da segunda metade dos anos 1990, que se deve, em grande medida, a esta inovação tecnológica. O desenvolvimento das turbinas a gás de ciclo combinado, que possibilitou o aumento do rendimento das usinas consolidaram uma nova trajetória tecnológica para a geração de energia elétrica. No Brasil, o governo procurou estimular empreendimentos térmicos empregando a tecnologia de ciclo combinado através do PPT, de fevereiro de 2000, mas sem grande sucesso, até o momento.

Alguns dos fatores que têm afetado o desenvolvimento deste Programa são: preço do gás natural, uma vez que a commodity tem seu preço indexado a uma cesta de preços de óleos

combustíveis no mercado internacional; desvalorização cambial, que elevou significativamente os custos dos investimentos, além das peças de reposição; elevados níveis de obrigações de consumo (Take or Pay – TOP) e de transporte (Ship or Pay – SOP); e as incertezas presentes no cenário regulatório do setor elétrico [KF2003]. A indústria do gás no Brasil tenta se desenvolver a partir da energia elétrica, daí a sua grande dependência com o setor elétrico.

O problema do preço do gás foi parcialmente resolvido com uma regulamentação em particular para o PPT. A Portaria Interministerial MME/MF 176 de 2001 estabelece o preço máximo de suprimento do gás natural destinado às termelétricas integrantes do Programa, independente da origem do gás (nacional ou importado). Na tentativa de viabilizar os projetos previstos no PPT que seriam atendidos com gás importado, que chega mais caro às distribuidoras do que o produto nacional, estabeleceu-se um preço médio, com base em uma carteira composta por 80% de gás importado e 20% de gás nacional.

O preço do gás para termelétricas está hoje, no Brasil, em US\$ 3,07/MMBTU. Um obstáculo ao pleno desenvolvimento do mercado do gás na geração de energia elétrica pode estar nas condições do mercado de eletricidade e na elaboração de tarifas de eletricidade e gás de forma compatível.

A questão da variação cambial incidente sobre o preço do gás natural impacta os projetos na medida em que os preços do combustível gás natural são fixados em dólares, fluuando livremente, enquanto a energia é vendida em reais, com reajustes anuais. Essa variável foi parcialmente solucionada através de uma “conta corrente” para a variação cambial, conforme definido através da Portaria Interministerial Nº 176, de Junho de 2001. Por esse mecanismo, o preço do gás é fixado anualmente em reais e as variações cambiais ocorridas durante o ano são contabilizadas em conta gráfica para cobrança, como tarifa, no ano subsequente. Sobre os valores do saldo dessa conta corrente, ou conta gráfica, incidem encargos correspondentes à taxa de juros SELIC, fixada pelo Banco Central [FMG2002].

Apesar dos esforços recentes, observa-se que a participação do gás natural na matriz energética brasileira ainda é incipiente. O baixo percentual de participação do gás natural pode ser explicado, resumidamente, tanto pela particularidade do gás natural nacional ser associado, tendo como desdobramento um histórico tratamento de “subproduto” do petróleo, de caráter menos nobre, quanto pela opção da predominância da participação de hidrelétricas no sistema elétrico brasileiro e, ainda, pela forte presença do monopólio estatal até recentemente.

Até agosto de 1997, a Petrobras detinha o monopólio sobre a exploração de petróleo e gás, quando então foi aprovada a Lei nº 9478 em 6 de agosto de 1997 (a Lei do Petróleo), que dentre outras determinações, redefiniu a política energética nacional, terminou com o monopólio da Petrobras e criou

a ANP. O foco de negócios da Petrobras sempre foi a exploração de campos produtores de petróleo, deixando em segundo plano o gás natural. Na matriz energética brasileira, o petróleo e seus derivados têm uma participação de 32%, frente aos 7,5% do gás natural.

Com a quebra do monopólio legal da Petrobras, diversas empresas passaram a atuar nas diferentes atividades da indústria de gás natural. A maior parte dessas empresas se inseriu na atividade de exploração e produção através da participação nos blocos licitados pela ANP.

Atualmente, portanto, a indústria brasileira de gás natural apresenta uma diversidade de agentes, que operam nas distintas atividades da cadeia. Entretanto, a Petrobras continua sendo o ator principal, participando em todas as atividades da cadeia e organizada de forma verticalmente integrada.

O grande marco do gás natural ocorreu com a exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, na década de 1980, que proporcionou um aumento no uso deste energético na indústria local. Entretanto, observa-se que não foi significativa a sua incorporação na região Sudeste¹ e mesmo nas indústrias locais.

A política de desregulamentação implantada com a reforma estrutural do papel do Estado na economia criou condições institucionais e econômicas para o setor privado participar da expansão das indústrias de energia. O marco fundamental desse processo foi a Lei de Concessões (nº 8987, de 13/02/95), que criou o arcabouço legal para transferir o direito de exploração dos serviços públicos ao setor privado.

No que concerne à indústria do gás natural, a Lei de Concessões foi complementada pela Lei nº 9478, que estabelece o fim do monopólio da Petrobras e os princípios básicos que norteiam as atividades que compõem as indústrias de petróleo e gás natural muitos dos quais estão apenas explicitados, devendo ser, posteriormente, regulamentados pela ANP, também criada pela mesma Lei, como sendo o órgão regulador da indústria do petróleo, vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

A ANP, em suas atribuições, deve “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo”. Cabe observar que a regulação na indústria de gás natural se encontra sob a responsabilidade tanto da esfera federal quanto da estadual.

As atividades econômicas “upstream” (exploração, produção e transporte) são de âmbito federal e regidos pela Lei nº 9478. A ANP é responsável pela regulação das atividades de produção, importação e transporte de gás natural, de acordo com os princípios e diretrizes estabelecidos na referida lei. A regulação da distribuição de gás natural canalizado é realizada por agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais correspondentes.

¹ O projeto “Queima Zero” deslançou recentemente, com o interesse em se utilizar o gás na geração de energia elétrica.

A estrutura regulatória do setor, por atividade da cadeia pode ser vista no esquema da Figura 1. Com relação ao gás natural nacional e importado, a indústria possui configurações distintas, como pode ser visto nas Figuras 2, 3 e 4. Essa diferenciação se reflete diretamente na distinção das transações comerciais entre os elos da cadeia [SCG/ANP2002a].

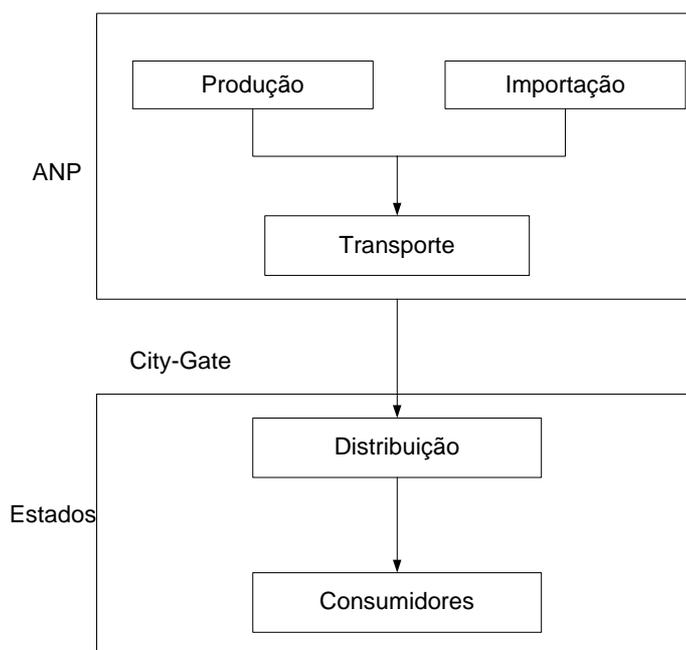


Figura 1- Esquema da Cadeia do Gás Natural

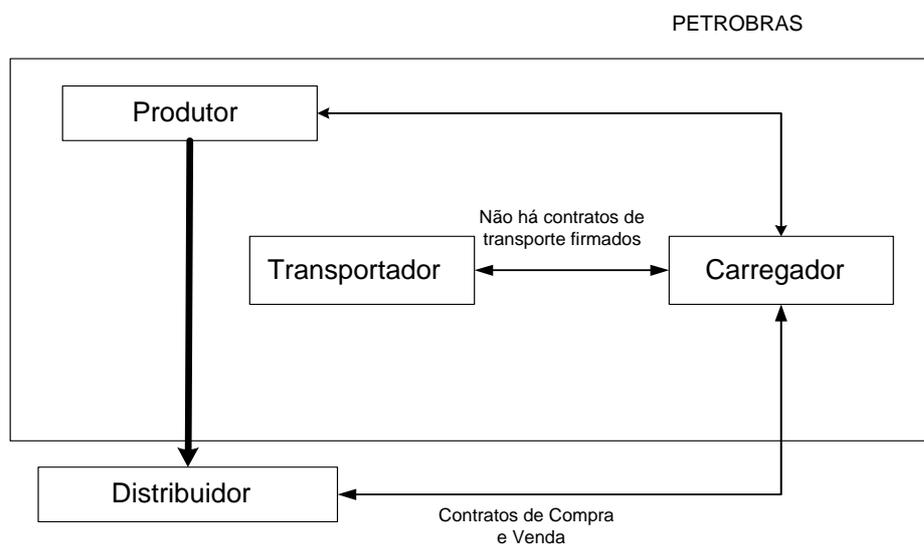
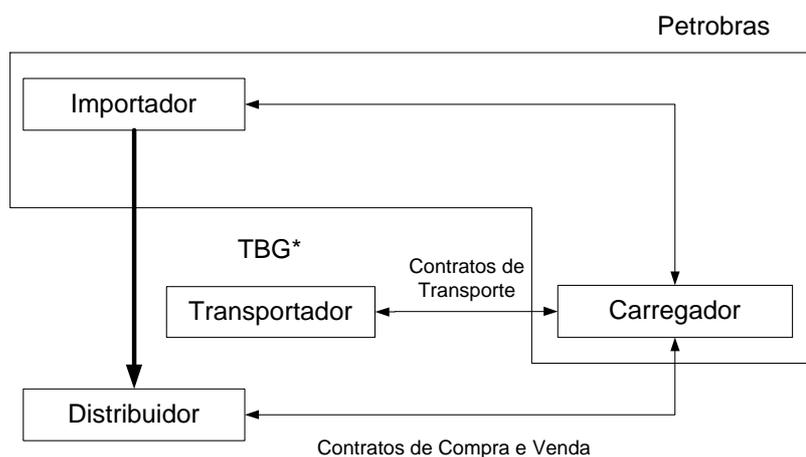


Figura 2- Estrutura para o gás de origem nacional

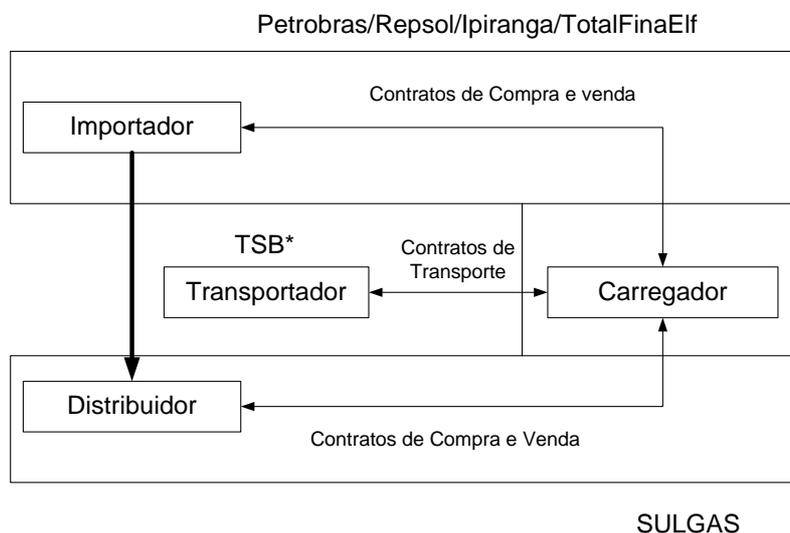
A Figura 2 apresenta a formatação para o gás nacional. Apesar do fim do monopólio, a

Petrobras continua sendo a maior operadora do setor, dominando a atividade de produção e atuando também como carregador (agente que contrata os serviços de transporte, compra e venda do gás). A operação dos dutos de transporte é realizada pela TRANSPETRO, sua subsidiária. Um dos problemas dessa integração vertical é a ausência de contratos de transporte entre a Petrobras e a TRANSPETRO.



*Acionista Majoritário (51%) e principal carregador = Petrobras

Figura 3 - Estrutura para o gás importado da Bolívia



*Divisão da participação acionária entre produtores, comercializadores e transportadores.

Figura 4 - Estrutura para o gás importado da Argentina

A Figuras 3 e 4 apresentam as estruturas para o gás importado da Bolívia e para o gás importado da Argentina. No caso do gás boliviano a Petrobras atua como importador e carregador. O Transportador é a TBG, que tem a Petrobras como acionista majoritário (51%). O gás argentino tem

como importador o consórcio Petrobras / Repsol / Ipiranga / TotalFinaElf. A Sulgas atua como distribuidora, possuindo contratos de suprimento do gás para a Usina Termelétrica de Uruguiana. A TBS é o transportador e possui a Gaspetro e a TotalFinaElf como principais acionistas (25% cada).

A cadeia produtiva da indústria do gás natural é estruturada da seguinte forma:

- *Exploração e produção:*

De acordo com a Lei nº 9478/97, todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional pertencem à União, cabendo sua administração à ANP. É extinto o monopólio da Petrobras sobre essas atividades, que poderão ser exercidas por empresas estatais e/ou privadas, nacionais e/ou estrangeiras, mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida pela lei. Poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo e gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, podendo haver transferência do contrato, desde que previamente autorizada pela mesma. A partir de janeiro de 1999, começaram a ser estabelecidas parcerias entre a Petrobras e outras empresas para o desenvolvimento desta atividade [ANP2002b].

- *Transporte:*

Nesse segmento não é necessário processo de licitação, uma vez que o exercício desta atividade deve se dar mediante autorização da ANP. De acordo com a Lei nº 9478/97, qualquer empresa ou consórcio poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte do gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação².

- *Comercialização:*

A comercialização do gás de origem nacional não necessita de autorização da ANP, podendo ser exercida por qualquer agente. No tocante ao gás importado, é necessária a autorização da ANP para a comercialização em território nacional [ANP2002b].

² Existe uma semelhança física entre a rede de transporte de gás via gasodutos e a rede de transmissão de energia elétrica, mas em termos regulatórios há uma grande diferença pois no gás uma nova instalação é autorizada pela ANP enquanto que na transmissão ela é licitada.

- *Distribuição:*

A partir da atividade de transporte, o gás natural pode ser comprado pelas concessionárias de distribuição estaduais e então vendido para os consumidores finais através dos ramais de distribuição. A regulação desta atividade é realizada por agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais correspondentes.

A entrada de novos operadores nesta atividade ocorre mediante a aquisição de participações nas empresas distribuidoras de gás natural, que normalmente possuem os Estados da federação como acionistas majoritários [ANP2002b].

2.2.2 Panorama Internacional da Indústria do Gás Natural

Nos últimos anos a estrutura de mercado da indústria de gás natural em diversos países vem sofrendo profundas modificações introduzidas principalmente pelos próprios governos, com a intenção de aumentar o grau de concorrência neste setor da economia. Estas mudanças geram um impacto evidente no marco regulatório da indústria.

Assim como os mercados estão em patamares bastante distintos de consumo em relação ao marco regulatório a posição é a mesma. O marco regulatório tende a ser mais desenvolvido naqueles mercados mais maduros.

A seguir é apresentada uma visão geral da regulação do gás natural na União Européia e América Latina.

2.2.2.1 União Européia

Em 1998, os Estados da Comunidade Européia, unanimemente, adotaram uma regulamentação para o setor de gás natural, a Diretiva 98/30/CE, como marco inaugural da Regulação Internacional Européia, com o objetivo de implantar um mercado comum competitivo, bem como assegurar o abastecimento interno [ANP2003].

A Diretiva institui regras comuns para o transporte, a distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural. Neste documento é estabelecido a regulamentação “sobre a organização e funcionamento do setor do gás natural, incluindo o gás natural liquefeito (GNL)”, sendo abordados “o acesso ao mercado, a operação do sistema, bem como os critérios e procedimentos aplicáveis à concessão de autorizações” para todas as atividades da cadeia.

A despeito de destacar a importância da abertura dos mercados nacionais e do acesso às redes de transporte a terceiros para a integração e o desenvolvimento energético na Europa, a Diretiva de 1998 levou em consideração a situação em que se encontravam os mercados e os tipos de contratos vigentes no momento, permitindo, destarte, que esta reestruturação do setor de gás se desse progressivamente. Com isso, a Comissão da União Européia visou respeitar os diferentes níveis de desenvolvimento e abertura do setor de gás em cada país, de maneira a garantir a segurança do abastecimento, o respeito ao meio ambiente e as obrigações características dos serviços públicos presentes na indústria do gás natural [OBN2004].

Todavia, subsistiam deficiências significativas e possibilidades de melhorar o funcionamento do mercado, sendo necessárias medidas concretas, nomeadamente, para assegurar condições de concorrência equitativas e para reduzir os riscos de ocorrência de posições dominantes no mercado e de comportamentos predatórios, garantindo tarifas de transporte e distribuição não discriminatórias através do acesso à rede com base em tarifas publicadas antes da sua entrada em vigor, garantindo a proteção dos direitos dos pequenos clientes e dos clientes vulneráveis [OBN2004].

Estava aberto o caminho para uma revisão da Diretiva 30/98 e o surgimento de uma nova norma que viesse a contemplar os novos pensamentos relativos à problemática do mercado interno europeu, tendo em vista os problemas surgidos. Seguiu-se então, a Diretiva 55/2003 [OBN2004].

Tem-se que uma concorrência eficaz implica em um acesso não discriminatório à rede, transparente e a preços justos. É isso o que a Diretiva busca implantar na seara européia, ponderando continuamente que para a plena realização do mercado interno do gás, é da máxima importância o acesso não discriminatório às redes dos operadores de transporte e de distribuição. Neste sentido, e buscando chegar a um estágio em que se atinja esses princípios basilares que informam essa integração, é destacado pela Diretiva de 2003 que para assegurar tal acesso é conveniente que as redes de transporte e de distribuição sejam exploradas por entidades juridicamente separadas nos casos em que existam empresas verticalmente integradas [OBN2004].

Outro ponto que merece destaque no símbolo de harmonização jurídica européia para o gás natural é a questão da existência de uma regulação eficaz por parte de uma ou mais entidades reguladoras nacionais, cujas funções, competências e poderes administrativos devem ser especificados pelos Estados-membros, tendo em conta que isto se consubstancia em um fator importante na garantia de acesso não discriminatório à rede. É importante que as entidades reguladoras de todos os Estados-membros partilhem o mesmo conjunto mínimo de competências. Com o intuito de mais ainda regular o mercado de uma maneira equânime, a Comissão Européia manifestou a intenção de criar um Grupo Europeu de Entidades Reguladoras para os Mercados do Gás, que

constituiria um mecanismo consultivo adequado para encorajar a cooperação e a coordenação das entidades reguladoras nacionais, visando promover o desenvolvimento do mercado interno do gás e contribuir para a aplicação coerente, em todos os Estados-membros, da Diretiva aqui em pauta [OBN2004].

Conforme informa o art. 1º da Diretiva 55/2003, a mesma tem como escopo o estabelecimento de regras comuns para o transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural. Define as normas relativas à organização e ao funcionamento do setor do gás natural e ao acesso ao mercado, bem como os critérios e mecanismos aplicáveis à concessão de autorizações de transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural e à exploração das redes [OBN2004].

Outros pontos que se afiguram de extrema relevância no âmbito da Diretiva 55/2003 são os artigos 18, 20, 21 e 23 que tratam especificamente do acesso à rede por terceiros, do acesso de gasodutos à montante, da recusa de acesso e da abertura dos mercados, respectivamente [OBN2004].

Os Estados-membros devem garantir a aplicação de um sistema de acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição e às instalações de GNL baseado em tarifas publicadas aplicáveis a todos. Da mesma forma, um acesso justo e aberto de gasodutos deve-se pautar pelos fins de realização de um mercado competitivo do gás natural e de prevenção de abusos resultantes de uma posição dominante, devendo levar em conta a segurança e a regularidade do fornecimento, as capacidades existentes ou que possam ser razoavelmente disponibilizadas e a proteção do meio ambiente [OBN2004].

2.2.2.2 América Latina

O mercado argentino, o mais estruturado dos mercados da América Latina é caracterizado pela alta concentração da produção e pela extensa malha de transporte existente. Há restrições à integração e existe a separação legal entre os diversos elos da cadeia produtiva e o livre acesso à infra-estrutura existente é regulado, com interferência da ENARGAS quando há conflitos [A2005]. O país seguiu fortemente as experiências britânica e norte-americana ao dividir a distribuição e a transmissão [R2004].

As indústrias de gás e petróleo na Argentina se mantiveram essencialmente estatais e monopolistas até a reforma iniciada nos anos 1990. As empresas Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) e Gas del Estado detinham o essencial do mercado, estando a YPF a cargo da produção (atendia 80% do mercado) de gás e a Gas del Estado do transporte e distribuição. Gas del Estado e YPF foram privatizadas em 1992 e 1993 [KJ1998].

A privatização no segmento de produção deu lugar a um grande número de agentes produtores de gás e petróleo, ainda que a YPF mantenha uma posição relativa importante. A privatização da Gas del Estado deu origem à criação de empresas especializadas no transporte e na distribuição. A reforma Argentina criou o ente regulador (ENARGAS) específico para o setor de gás natural [KJ1998].

A reforma do setor de gás natural na Argentina se pautou a partir da definição de objetivos como: proteção dos direitos dos consumidores; promoção da concorrência e incentivos à expansão do setor; melhora da operação e confiabilidade do sistema; com livre acesso às instalações de transporte e distribuição; regulação de preços de transporte e distribuição; garantia de preços para as indústrias, competitivos com os preços internacionais.

Para o cumprimento desses objetivos, algumas condições foram criadas, tais como: o acesso de terceiros ao transporte é obrigatório e não discriminatório, sendo as tarifas de transporte fixadas previamente, quando da habilitação do transportador ou do projeto e revisadas segundo critérios específicos; criação de um mercado atacadista (*spot*) de gás, com o desenvolvimento dos agentes comercializadores (*brokers* ou *traders*); dentre outras [KJ1998].

No que se refere à política de preços, o gás natural passou de um sistema que limitava a flutuação relacionada às fórmulas de ajuste dos preços do gás sobre a base de índices de petróleo e seus derivados (fixou-se uma banda de variação dos valores base de -3% a +3%), para outro no qual os custos da exploração e do preço do gás se pautam integralmente em divisas e índices externos (dos EUA). Este novo sistema, além de estar na contramão da história recente da Argentina, é inoportuno para as atuais condições de emergência do país [R2004].

Em fevereiro de 2004 foi assinado pelo Governo Nacional o Decreto 180/2004. Nele se criou o mercado eletrônico de gás e se esboçou obrigar a todos os usuários comerciais e industriais concorrerem, através de uma comercializadora, para comprar o gás na "boca do poço". Isto, então, era feito pela distribuidora. Antes, tal ação não era entendida como necessária em função da transparência do mercado atacadista. O decreto deixa aberta a possibilidade da Secretaria de Energia estabelecer, por resolução, a obrigatoriedade de que até a última residência tenha de comprar gás através de um comercializador [R2004].

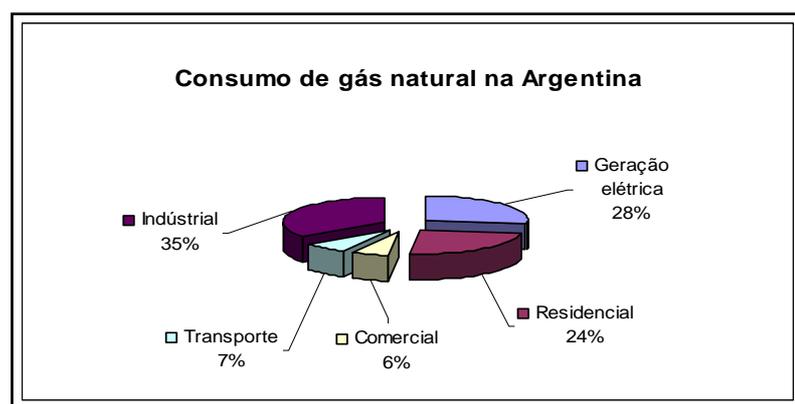


Figura 5 – Consumo de gás natural na Argentina [PN2004]

No Peru ainda é recente a exploração do gás natural. Todavia, vem crescendo sua participação na matriz energética do País em substituição à lenha, derivados de petróleo e outros insumos utilizados na geração térmica. A exploração do gás natural no país cresceu com o descobrimento de Camisea, a 560 km de Lima, em 1984 [PN2004], [KJ1998].

A descoberta das reservas na jazida Camisea foi propulsora da transformação do setor de hidrocarbonetos no Peru. Várias mudanças ocorreram na indústria de gás peruana partir do Projeto Camisea, que é considerado pelos governos de diversas correntes políticas um fator essencial para o desenvolvimento do setor energético peruano a médio e longo prazo e, principalmente, um gerador de crescimento na economia do país [ANP2004].

Dentre os objetivos do governo, destaca-se o aumento da competitividade do setor energético com a introdução de um combustível mais barato e confiável em relação aos previamente existentes.

Pretende-se com a construção de termelétricas alimentadas a gás natural, promover maior segurança no fornecimento e reduzir o déficit de geração. E ainda, com a substituição nas termelétricas existentes de combustíveis caros como o óleo combustível e o diesel pelo gás, reduzir o custo da eletricidade.

Durante o processo de transformação do setor energético foram criadas novas instituições e as já existentes foram fortalecidas.

Em 1996 foi criado o OSINERG, visando o aperfeiçoamento da fiscalização e o cumprimento do novo marco regulatório da indústria. Ele é o órgão encarregado da regulamentação do sistema tarifário através da Gerência de Regulamentação Tarifária (GART).

A Comissão de Tarifas de Energia foi instituída com a Lei de Concessões Elétricas. Sua atribuição inicial estava relacionada às tarifas de eletricidade. A partir do desenvolvimento do setor,

impulsionado pelo Projeto Camisea, esta entidade recebeu também competência sobre questões tarifárias referentes ao transporte e distribuição de gás natural. Em julho de 2002 o OSINERG absorveu a Comissão de Tarifas de Energia e assumiu suas funções regulatórias.

Os preços finais do gás natural são formados pelo preço regulado do gás na boca do poço (*commodity*), estabelecido de acordo com o contrato de concessão, e pelas tarifas, também reguladas, de transporte e de distribuição.

As tarifas que se referem ao gás destinado à geração de energia elétrica são menores do que as que se aplicam aos demais consumidores, de acordo com o princípio de que a geração elétrica se coloca como o segmento âncora para o desenvolvimento da indústria de gás natural.

Para os consumidores que não as termelétricas, a tarifa regulada é calculada a longo prazo, em função do custo do serviço e da projeção das capacidades anuais contratadas.

Com relação ao sistema de transporte, embora se estabeleça acesso aberto à infra-estrutura, a produção ficará limitada, por um período de 10 anos, a um único produtor em Camisea. Os agentes favorecidos com o acesso aberto são: as distribuidoras, os consumidores na área de concessão de mais de 30 MMm³/dia, os consumidores fora da área de concessão em Lima e Callao e os comercializadores [ANP2004a].

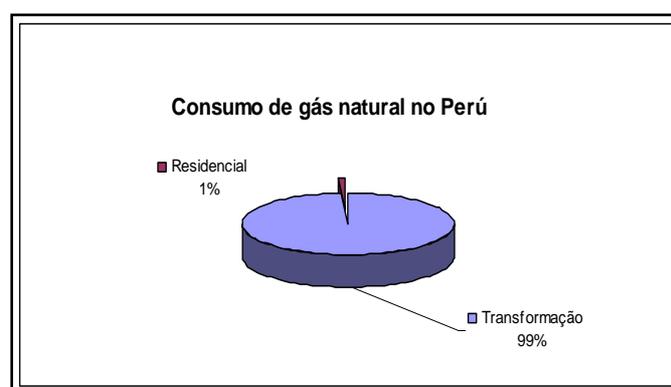


Figura 6 – Consumo de gás natural no Peru [PN2004]

Na Venezuela, a PDVSA levou a cabo, em 1995 uma aliança estratégica com a Mitsubishi e a Shell para produzir o gás natural do oriente da Venezuela.

Em 12 de setembro de 1999, publicou-se, através do decreto N° 310, a Lei Orgânica de Hidrocarbonatos Gasosos.

A partir de 2001 o setor de gás da Venezuela tem um “Plano Nacional” que permite vislumbrar o desenvolvimento estratégico e operativo que abarcara um período de 10 anos [PN2004].

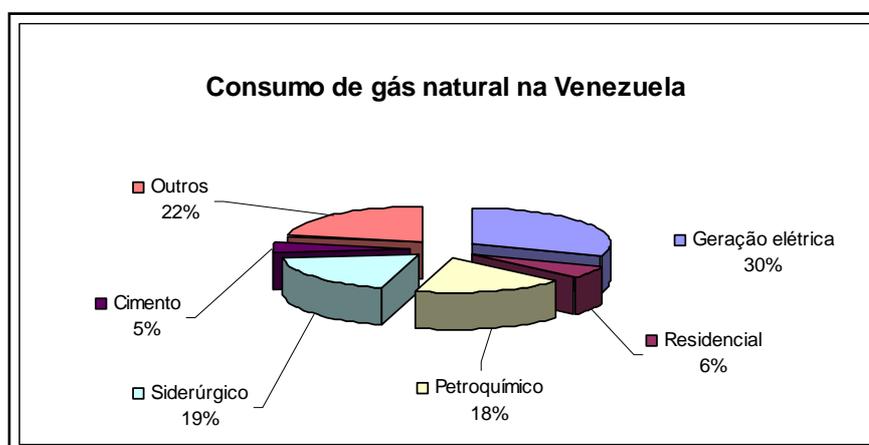


Figura 7 – Consumo de Gás Natural na Venezuela [PN2004]

Na Colômbia, desde 1991, procura-se incrementar o consumo interno de gás natural.

Antes de 1994, o Estado auto-regulava e auto-avaliava sua administração. Com a expedição da Lei 142, de 1994, foi estabelecido: reestruturação do transporte, distribuição e comercialização; a lei separa as funções do estado, na parte política a cargo do Ministério de Minas e Energia e a regulação a cargo da Comissão de Regulação de Energia e Gás. A figura 8 mostra o consumo de gás natural na Colômbia [PN2004].

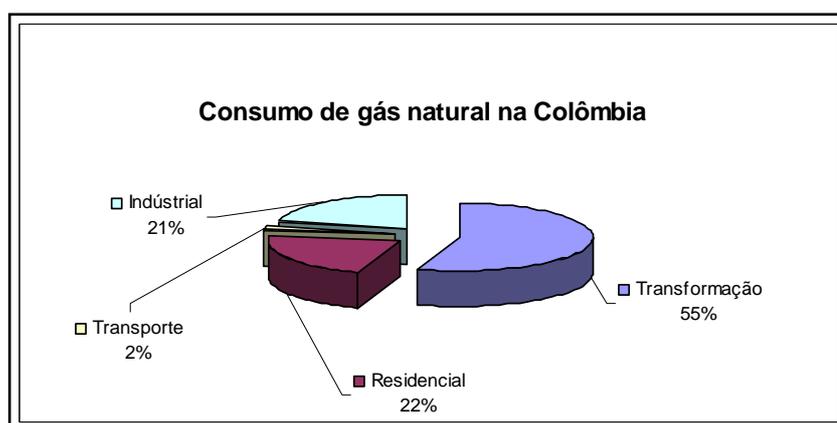


Figura 8 – Consumo de Gás Natural na Colômbia [PN2004]

Na década de 1980 estabeleceram-se novas regras no mercado energético no Chile.

A legislação permite a livre comercialização, importação, exportação e transporte do gás natural. As concessões de transporte e distribuição não são exclusivas e também não existem limitações à integração vertical. O livre acesso é previamente negociado e a CNE intervém quando

necessário para resolver conflitos.

A participação estatal no mercado é baixa e as tarifas são livres, com possibilidade de limitações por parte do Estado [PN2004], [A2005].

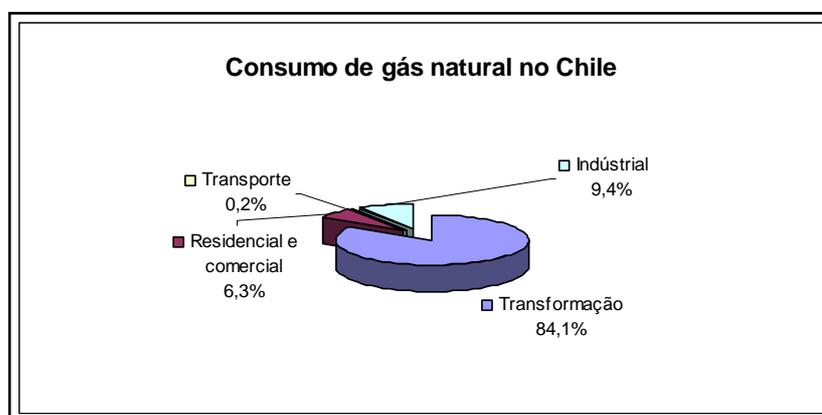


Figura 9 – Consumo de Gás natural no Chile

Na Bolívia o setor de hidrocarbonetos enfrentou uma série de problemas.

Entre 1993 e 1997 ocorreu a reestruturação do setor energético da Bolívia. O governo boliviano promulgou a Lei da Capitalização, que privatizou a YPFB, segmentando-a em diversas unidades de negócio: duas companhias de produção; uma empresa de transporte; um negócio de refino e diversas companhias de serviços. Para atingir os objetivos de promoção da concorrência e da eficiência na prestação de serviços, o governo estabeleceu diversas medidas, de modo a proporcionar igualdade de oportunidade a todos os atores do mercado.

Entre as principais medidas e princípios adotados, cabe destacar: (i) limitações à integração vertical e horizontal dos negócios; (ii) proibição de acordos ou de outros fatores que limitem a concorrência; (iii) proibição de fusões; e (iv) livre acesso [ANP2004b].

Em 1996 promulgou-se a Lei de Hidrocarbonetos e foi criado o Sistema de Regulação Setorial (SIRESE).

Depois das reformas observaram-se importantes efeitos. Terminou-se o GASBOL e aumentaram as reservas de gás natural [PN2004].

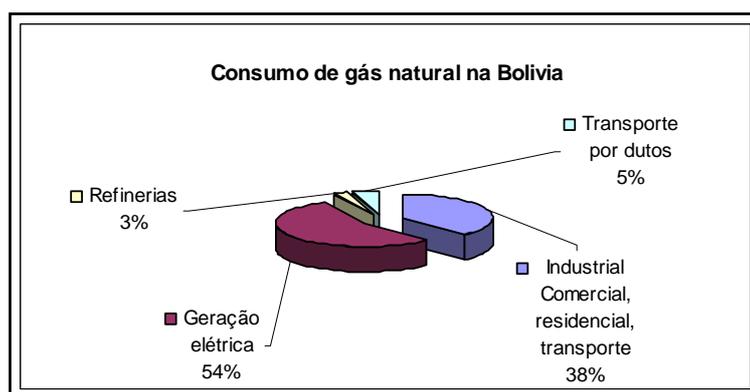


Figura 10 – Consumo de Gás Natural na Bolívia [PN2004]

Analisando os traços gerais das reformas que estão sendo ou foram implementadas nos diversos países, muito embora elas estejam subordinadas ao contexto jurídico-institucional de cada país, pode-se observar em todos eles uma tendência ao livre acesso e à uma tarifação de forma regulada.

2.2.3 Mercado e Formação de Preços

O gás natural apresenta uma série de qualidades que incentivam o crescimento de sua utilização: combustão praticamente completa, combustível limpo³ em termos ecológicos, facilidade de uso, tecnologia simples e dispensa a necessidade de tanques quando comparado a combustíveis líquidos.

Para o caso dos postos automotivos que não estão ligados à rede das distribuidoras, o gás vem comprimido em cilindros transportados por carreta, representando de uma certa forma um “tanque” móvel.

Tal como vem ocorrendo nos países desenvolvidos, o desenvolvimento da termoeletricidade a gás natural implica que as estimativas de crescimento do mercado de gás natural tenham na indústria de eletricidade um dos principais responsáveis pelo crescimento da demanda.

Na atual estrutura do mercado de gás nacional, os principais agentes do mercado atuam de forma integrada, ou procuram integrar-se atuando em diferentes estágios da cadeia do energético. Os principais atores do mercado brasileiro são grandes petrolíferas multinacionais, destacando-se a Petrobras, que possuem negócios globalizados, priorizando países produtores de recursos e mercados

³ Emite uma quantidade menor de poluentes para a atmosfera se comparado com outros combustíveis (com exceção do Nox e Co).

com potencial de crescimento.

O gás a ser comercializado no País deve estar dentro de uma faixa de características definidas pela Portaria 104 da ANP, de 08/07/2002, entre as quais o poder calorífico superior, a isenção de partículas sólidas e líquidas, o ponto de orvalho de água a 1 atmosfera de pressão, o teor de contaminantes e o Índice de Wobbe⁴.

O mercado no Brasil consiste nas distribuidoras estaduais e nas fábricas de fertilizantes da Petrobras. A Petrobras apresenta consumos internos nos processos produtivos e em algumas refinarias, que não estão considerados no mercado usualmente divulgado. A Figura 11 ilustra o crescimento do mercado de gás.

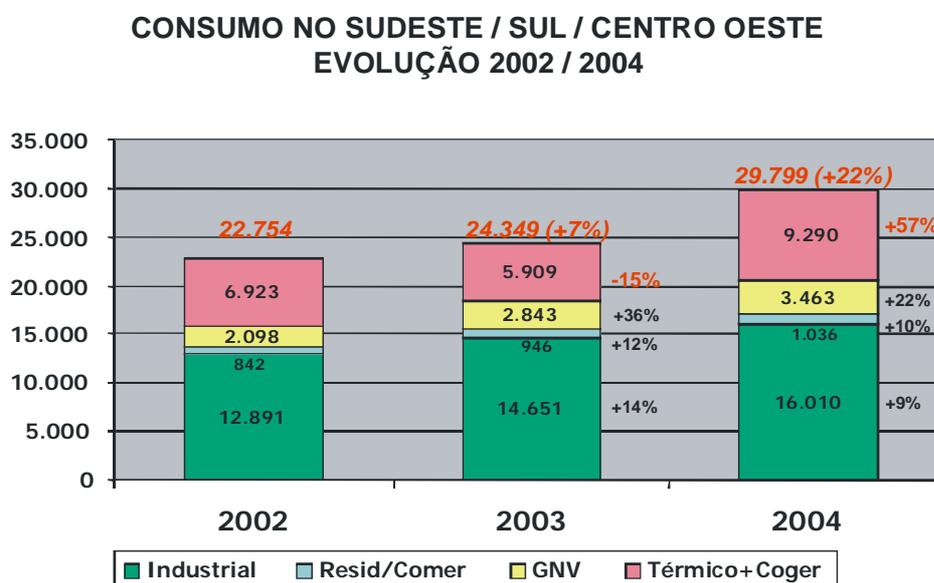


Figura 11 - Histórico do Mercado de Gás Natural no Brasil - [T2005]

O mercado das distribuidoras pode ser dividido nos seguintes segmentos: industrial, especialmente as indústrias de alimentos, bebidas, cerâmicas e setor têxtil, termelétrico, automotivo, residencial e comercial. Além destes, deve-se considerar o segmento de Fertilizantes.

A Figura 12 mostra a demanda de gás natural no Brasil, cerca de 29 milhões m³/dia, em fevereiro de 2002, incluindo fertilizantes.

⁴ Quociente entre o poder calorífico superior e a raiz quadrada da densidade relativa sob as mesmas condições de temperatura e pressão. Expressa a quantidade de energia disponibilizada em um sistema de combustão através de um orifício injetor.

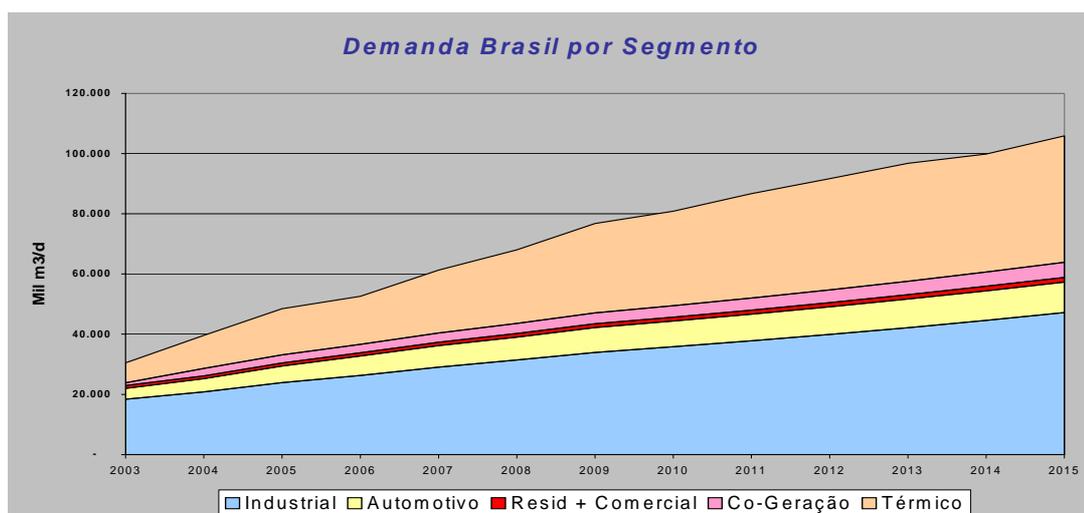


Figura 12 - Demanda de Gás Natural em MMm³/dia no Brasil por segmento de Mercado [T2005]

Um importante mercado que vem se formando tem origem na implantação de sistemas de co-geração na indústria e no comércio. A geração termelétrica implica necessariamente na rejeição de uma parcela significativa de calor que, com a co-geração, pode ser utilizada. Verifica-se hoje, em todo o mundo um grande interesse e expressivos incentivos à co-geração, principalmente devido a elevada eficiência possível de ser obtida ao associar a geração elétrica e térmica em um único sistema, e pelo emprego preferencial de uma fonte de energia limpa, que é o gás natural. Dessa forma, diversas configurações de co-geração são empregadas em estabelecimentos comerciais e industriais, cada qual com sua melhor aplicação.

As configurações vêm sendo utilizadas comercialmente há mais de cem anos, tendo se intensificado após a crise do petróleo na década de 1970. Particularmente na Ásia, onde a matriz energética é predominantemente derivada de combustíveis fósseis, a co-geração tem se mostrado uma opção altamente viável. No Brasil o tema vem sendo debatido desde o início da década de 1990, tendo ganhado força após o acordo Brasil-Bolívia e a descoberta de jazidas de gás natural na bacia de Santos. Grandes empresas brasileiras vêm se tornando auto-suficientes em produção de energia com a ajuda do gás natural. Os "shoppings centers" brasileiros vêm adotando o sistema de co-geração de energia como solução, tanto para reduzir custos, como para solucionar uma possível crise de abastecimento do setor, frente ao problema de energia pelo qual o País passou. O fim do monopólio estatal na geração de energia elétrica abre ao Brasil novas oportunidades na área da geração / conservação de energia, permitindo a implantação de sistemas de co-geração.

Outra viabilidade para o uso do gás natural é que empresas que passam a utilizá-lo podem ainda se beneficiar do Crédito de Carbono. A utilização do gás pelas indústrias oferece à boa parte dos

empresários brasileiros e latino-americanos essa nova oportunidade: a geração de Créditos de Carbono devido à troca de combustível, ou seja, a mais nova moeda do emergente Mercado de Carbono.

Diversas indústrias têm se beneficiado dos investimentos realizados para a expansão das redes de gás natural nas principais cidades brasileiras, facilitando o acesso ao combustível. Muitas delas, inclusive, passaram a investir na modernização de seu processo, adquirindo novas caldeiras adaptadas para a queima do gás natural, deixando de utilizar outros combustíveis fósseis como o óleo diesel ou o óleo combustível. Os motivos são óbvios: comparados ao gás natural, eles emitem maior quantidade de particulados e outros gases poluentes, como o CO, SOx e CO₂, além de apresentarem menor eficiência por unidade de energia fornecida. Os Créditos de Carbono são calculados com base na quantidade de gases efeito-estufa que deixaram de ser lançados na atmosfera graças à utilização de um combustível “mais limpo”, como se fala nesse mercado. Cada Crédito de Carbono equivale a uma Tonelada de Gás Carbônico (tCO₂), hoje negociada, em média, por US\$ 5,00. A troca de 1.000 toneladas de óleo diesel ou óleo combustível por gás natural geraria, hoje, cerca de US\$ 8.000 em Créditos de Carbono.

Apesar da propriedade dos Créditos de Carbono ser de quem tomou a decisão voluntária de utilizar um combustível menos poluente, projetos menores, que não têm escala, podem ser agrupados em pools, sob a liderança das distribuidoras, para a cessão dos Créditos de Carbono em troca de outros benefícios estabelecidos no contrato de fornecimento de gás natural. Abre-se aí a possibilidade de todos os participantes deste setor beneficiarem-se deste novo mercado.

O Mercado de Carbono surgiu devido à crescente preocupação com o problema da mudança global do clima por parte de diversos países desenvolvidos e em desenvolvimento. Essa preocupação culminou, em 1997, na elaboração do Protocolo de Quioto, no Japão. O Protocolo estabelece que, uma vez ratificado, os países desenvolvidos devem reduzir suas emissões de gases efeito-estufa, em média, 5% abaixo dos níveis de 1990. As nações desenvolvidas, podem, para cumprir suas metas, adquirir Reduções Certificadas de Emissão, ou seja, os Créditos de Carbono, “fora de casa”. Para esta flexibilização no cumprimento de metas criou-se o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Por esse mecanismo, os países desenvolvidos podem investir em projetos que emitam menos gases efeito-estufa nas nações ainda em desenvolvimento, como o Brasil, por exemplo. Surge, daí, a oportunidade para as empresas que estão implantando ou planejando trocar sua forma de gerar energia, substituindo a utilização de um combustível “carbono-intensivo” pelo gás natural. No entanto, só se tem direito ao crédito se isto viabilizará o projeto quando o valor dos créditos for razoável.

No caso específico dos preços do gás, diversas instâncias atuam: os preços de produção são

“preços de referência” divulgados pela ANP e os preços de venda às distribuidoras estaduais são fixados conjuntamente pelo Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda. Em 17 de fevereiro de 2000, foi editada a Portaria Interministerial MME/MF 003/2000 que se baseou em dois objetivos fundamentais:

- a separação do preço máximo nos pontos de entrega em duas parcelas, uma referente à remuneração do produto e outra associada à remuneração dos serviços de transporte;
- introdução progressiva da distância no cálculo dos preços máximos de venda nos pontos de entrega.

Tais medidas visaram dar maior transparência à formação de preços, possibilitando diferentes mecanismos de correção para cada parcela do preço nos pontos de entrega, reduzir os subsídios cruzados entre usuários e aumentar a eficiência no uso da rede de transporte.

O preço de entrega do gás às distribuidoras ficou composto por duas parcelas:

- tarifa de transporte de referência que é regulada pela ANP;
- o preço da *commodity* cujo valor máximo ficou vinculado ao preço de uma cesta de óleos combustíveis, conforme cálculo definido na Portaria Interministerial 003/2002.

Até dezembro de 2001, o preço do gás natural de origem nacional foi regulamentado pela Portaria Interministerial MME/MF 003/2000. O valor determinado era o somatório das duas parcelas mencionadas, sendo a tarifa de transporte calculada pela ANP. A venda do gás para os consumidores finais através dos ramais de distribuição é regulada por agências estaduais ou secretarias estaduais correspondentes.

Já para o gás importado, o preço de venda às distribuidoras locais já havia sido liberado desde a publicação da referida Portaria. O preço do produto e as tarifas de transporte nesse caso vem, desde então, sendo negociados livremente entre as partes e expresso contratualmente. Cabe à ANP a resolução de conflitos e o monitoramento das práticas de mercado.

Em julho de 2001 o governo interveio no setor elétrico anunciando o Programa Prioritário de Termelétricas, um programa de conclusão até 2003 de 21 hidroelétricas e 15 termoelétricas. De acordo com a Portaria MME/MF nº176/01, o preço do gás a ser ofertado pela Petrobrás para as termelétricas, definido no âmbito do PPT do MME, consiste em um preço único de gás para todo o país,

independente da origem, nacional ou importada, e do custo real do transporte. Este preço foi fixado em US\$ 3,07/MMBTU⁵, e deveria ser corrigido anualmente a partir da decomposição do valor em duas parcelas, uma (80%) a ser corrigida pelas variações da taxa cambial e do índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos da América (PPI) e a outra (20%) a ser corrigida pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

As duas parcelas do preço são corrigidas de forma diferente. A ANP determina várias tarifas de transporte (Tarifa de Transporte de Referência – Tref) para Estados consumidores, individualmente, com preços mais baixos onde o gás está mais perto do consumidor.

As Tref's serão atualizadas no dia 1º de julho de cada ano, pela variação do IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, no período de 12 meses até maio, inclusive, do ano da atualização.

É importante salientar que nenhuma das parcelas representa, isoladamente, um preço máximo. O preço controlado continua sendo o preço nos pontos de entrega.

As tarifas de transporte acordadas entre as partes podem ser diferentes das tarifas de referência estabelecidas pela ANP. O preço efetivamente pago pelo gás natural (commodity) também pode ser diferente da parcela definida como preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (P_{GT}). Assim, o P_{GT} não representa preço máximo para o gás e sim mais uma referência para o cálculo do preço máximo nos pontos de entrega.

2.2.4 Regulamentação do Transporte de Gás Natural

Como citado anteriormente, a regulação na indústria de gás natural no que diz respeito à atividade de transporte se encontra sob a responsabilidade da esfera federal e é regida pela Lei nº 9478, tendo a ANP como órgão regulador.

Nesse segmento não é necessário processo de licitação, uma vez que o exercício desta atividade deve se dar mediante autorização da ANP. De acordo com a Lei nº 9478/97, qualquer empresa ou consórcio poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte do gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.

A referida lei faculta a qualquer interessado o uso dos gasodutos de transporte, existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações. A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe

⁵ milhões de BTU. O BTU é uma unidade térmica e equivale a 252 calorias. Para converter em R\$/1000 m³ multiplica-se US\$/MMBTU pela taxa de câmbio (R\$/US\$) e por 37,3.

também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado. Também é de responsabilidade da ANP regular a preferência do proprietário das instalações para a movimentação de seus produtos, com o objetivo de maximizar a utilização da capacidade de transporte.

De acordo com a ANP, o transporte de gás natural canalizado só pode ser realizado por empresas que não comercializam o produto, ou seja, que não podem comprar ou vender gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio. Desta forma, as transportadoras se responsabilizam exclusivamente pelos serviços de transporte até os pontos de entrega. Todos os gasodutos brasileiros, isto é, que transportam apenas gás produzido no Brasil, pertencem à Petrobras e são operados pela TRANSPETRO, uma subsidiária da Petrobras.

A expansão da rede pode ser feita por qualquer empresa privada, pública ou mista usufruindo autorização da ANP.

No que diz respeito à regulamentação do acesso à infra-estrutura de transporte, a Portaria 169 de 26/11/98, que vigorou até 19 de abril de 2001 estabeleceu os critérios e as normas de acesso de terceiros interessados aos gasodutos de transporte de gás natural, objetivando introduzir pressões competitivas na indústria do gás. Dada a necessidade de aperfeiçoamento, a Portaria 169 foi revogada e o livre acesso às instalações de transporte de gás natural será regulamentado por um conjunto de normas cujos princípios e objetivos gerais são: [T2002a].

- Estabelecer o livre acesso a gasodutos em bases transparentes e não discriminatórias;
- Viabilizar a competição na oferta de gás natural;
- Estimular e facilitar a entrada de novos agentes;
- Induzir práticas de mercado em transações de serviço de transporte;
- Fortalecer a figura do Transportador Independente;
- Garantir atratividade aos investimentos em infra-estrutura.

As portarias se encontram em fase final de elaboração pela ANP e são listadas abaixo:

- Portaria de livre acesso às instalações de transporte de gás natural;
- Portaria que regulamenta os critérios tarifários para o transporte dutoviário de gás natural;
- Portaria que regulamenta o processo de resolução de conflito (ANP 254, 11/09/01);
- Portaria de informações a serem enviadas pelos transportadores e carregadores de gás natural à ANP, ao mercado e aos carregadores;

- Portaria de cessão de capacidade de transporte de gás natural.

A condição de livre acesso às instalações de transporte visa garantir que qualquer carregador tenha a oportunidade de acessar o gasoduto mediante o pagamento da tarifa estabelecida. Os transportadores de gás são proibidos de comercializar o produto em si, de forma a não se criar um possível conflito para a garantia do livre acesso no gasoduto.

2.2.5 Contratos de Compra e de Transporte de Gás

A separação das atividades de transporte e comercialização resultou no aparecimento de uma série de contratos, particularmente de compra e transporte de gás e de outros serviços. As principais formas de contrato para o gás natural são: [F2000].

a) *Contratos de Compra*: podem ser classificados como sendo de curto-prazo, por no máximo 30 dias, de médio-prazo, com período máximo de 18 meses, e de longo-prazo, para mais de 18 meses.

Os contratos de longo prazo, com cláusulas de *"take or pay"* (TOP), são geralmente realizados para a promoção do desenvolvimento e financiamento de projetos, visando a segurança de entrega para compradores e venda para os produtores. Em mercados competitivos, as cláusulas TOP passam gradualmente a dar lugar a contratos com períodos menores e com cláusulas mais flexíveis.

As cláusulas de TOP têm também a tendência de flexibilização para, por exemplo, cláusulas *"take or release"*, que introduz a possibilidade de venda a terceiros, pelo produtor ou comprador, de volumes não utilizados nos contratos.

Esta flexibilidade introduzida nos contratos permite às companhias a formação de um portfólio de contratos de curto, médio e longo prazos, minimizando os riscos de suprimento e de preço ao longo do tempo.

b) *Contratos de Transporte*: são negociados entre os transportadores e os carregadores, após a fixação da tarifa, em duas grandes modalidades: firme e não firme⁶.

Como os custos fixos são geralmente cobertos pela tarifa de capacidade⁷, em geral as

⁶ Transporte não firme é o serviço de transporte interruptível.

⁷ Tarifa de Capacidade é a tarifa associada à capacidade contratada de transporte.

companhias transportadoras tendem a dar preferência a contratos firmes, por períodos de longo prazo e a fazer os ajustes com contratos não firmes.

As cláusulas TOP e “*ship or pay*” (SOP), exigidas nos contratos de compra, comprometem a grande vantagem das termelétricas que é a sua flexibilidade de operação, ou seja, despachar quando os reservatórios estiverem com problemas e não operar quando os reservatórios estiverem em níveis elevados.

2.2.6 Infra-Estrutura de Transporte

Entende-se por infra-estrutura de transporte de gás natural a rede de gasodutos que transporta o gás natural seco até os pontos de entrega. Esta infra-estrutura é composta por seções de gasodutos interconectados e freqüentemente possui estações compressoras localizadas em intervalos que dependem das condições de pressão do gasoduto.

O sistema de transporte do gás natural existente no País consiste em uma malha que escoar gás de origem nacional e outra que escoar produto importado, totalizando 5412,8 km de rede e capacidade de 71,5 milhões de m³/d, dos quais 46,4% são operados pela TRANSPETRO e o restante por novos entrantes do setor.

Os gasodutos que transportam gás de origem nacional são operados pela Petrobras e pela TRANSPETRO e somam 2512,8 km de extensão. A malha de gasodutos que escoar gás importado é formada pelo GASBOL - (operado pela TBG), pelo Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (operado pela TSB) e pelo Gasoduto Lateral Cuiabá (operado pela Gasocidente).

O GASBOL é resultado de acordos de compra e venda de gás natural assinados entre o Brasil e a Bolívia, em 1993, quando a Petrobras detinha o monopólio legal do setor. Esse empreendimento foi o primeiro da Petrobras em parceria com empresas privadas estrangeiras em atividades monopolísticas. Os principais sócios da estatal no projeto do gasoduto foram três grandes empresas internacionais do ramo: British Gas (inglesa), Tenneco Energy (americana) e Broken Hill Proprietary Company-BHP (australiana), Shell e Enron.

Com extensão de 3150 km, desde Rio Grande, na Bolívia, até Porto Alegre, no Rio Grande do Sul, o gasoduto atravessa cinco estados – Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, totalizando 2593 km em solo brasileiro, e tem capacidade para 30 milhões de m³ por dia. Uma vantagem adicional desse gasoduto é que ele pode escoar o gás importado da Argentina através da inversão do fluxo de transporte do já existente gasoduto Bolívia-Argentina.

No Sul do País, o gás argentino já está chegando pela cidade fronteira de Uruguaiana, de onde

partirá um gasoduto conectando à capital gaúcha, Porto Alegre. O gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, de 615 km de extensão, está sendo construído pelo consórcio internacional TSB, que integra as empresas Gaspetro, Ipiranga, Repsol-YPF, TotalFina, TecgasNV-Techint e Nova Gás Internacional.

Os principais gasodutos do país, em operação, construção ou ainda em fase de estudo, podem ser visualizados na Figura 13.



Figura 13 – Principais Gasodutos Brasileiros e interligação com América do Sul

2.2.7 Tarifas de Transporte

Em 28/06/2000, a ANP editou a Portaria 108, que estabeleceu as Tarifas de Transporte de Referência para o cálculo dos preços máximos do gás nacional para vendas à vista às concessionárias. A metodologia para determinação das tarifas baseou-se no conceito de custos fixos e variáveis, onde os custos fixos não variam com o volume transportado, ficando atribuídos à capacidade contratada pelo carregador, uma vez que esta corresponde à reserva de utilização da capacidade do gasoduto, e os custos variáveis são atribuídos ao volume transportado.

O Art. 5º da Portaria 108 determinava que as tarifas seriam revisadas anualmente de forma a

refletir melhor a correta identificação e alocação dos custos. Em 26/06/2001 a ANP publicou a Portaria 101, estabelecendo novas tarifas para os Estados, aumentando a parcela da distância de 30% para 40%, mantendo as distâncias equivalentes e aplicando a correção de preço pelo IGP-M.

Recurso interposto pelo Sindicato da Indústria de Refinação de Sal do Estado do Rio de Janeiro solicitava a suspensão da Portaria 101, com base em argumentos essencialmente técnicos e, na necessidade de uma Consulta Pública anterior à vigência dos novos valores. Após a avaliação da Procuradoria Geral da Agência, decidiu-se, por meio da Portaria 130/01, pela suspensão da Portaria 101 e pela realização da Consulta Pública. A partir daí, uma série de discussões internas foram realizadas com o objetivo de esclarecer as questões conceituais da metodologia proposta, até a decisão de submeter nova proposta de portaria à Diretoria da Agência. A nova Portaria nº 45, de 9 de abril de 2002 apresenta o resultado desta reavaliação, com a reposição do princípio contido no antigo artigo 4º da Portaria 108/00 que estabelece Tarifa de Transporte de Referência igual a zero para os volume de gás que não utilizam os gasodutos do sistema de transporte e a ampliação para 60% de peso à componente que varia com a distância [ANP2002a].

2.3 SETOR ELÉTRICO

2.3.1 Visão Geral

A contratação da consultoria internacional Cooper & Lybrand pelo Ministério das Minas e Energia em 1996 (projeto RE-SEB) para auxiliar na implantação do novo modelo competitivo para indústria de energia elétrica no Brasil representou uma clara sinalização por parte do governo de que a reestruturação do setor elétrico era inevitável [MME2002]. Com o término dos estudos da consultora, diversas recomendações sugeridas foram adotadas. Dentre elas destacam-se: separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização; criação de um operador nacional de sistemas - ONS, criação de um órgão regulador específico para o setor elétrico - ANEEL, criação de organismo responsável pelo acompanhamento das transações de compra e venda de energia - MAE, e manutenção, num primeiro momento, do sistema centralizado de operação ("tight pool"). Este sistema se caracteriza pelos seguintes aspectos:

- Os geradores hidrelétricos submetem os dados técnicos de suas usinas, incluindo níveis de armazenamento, vazões afluentes e disponibilidade das turbinas;
- Os geradores termelétricos também submetem dados técnicos de suas usinas, além

- dos preços de combustível e seu consumo por unidade de energia produzida;
- Os participantes do mercado pelo lado da demanda (comercializadores e grandes consumidores) submetem seus dados de carga;
- Os preços de energia no mercado spot são então obtidos com base nos custos marginais de curto prazo, calculados por um modelo de otimização;
- A metodologia de obtenção dos preços spot é definida no âmbito de um acordo celebrado entre os participantes do MAE;
- O despacho da geração é controlado pelo ONS.

Na nova estrutura mercantil do setor elétrico (mercado livre), a idéia do governo é outorgar aos diversos agentes do mercado um maior arbítrio e flexibilidade para o fechamento dos negócios. Isto coloca o desafio de estruturar um sistema de comercialização da *commodity* "eletricidade" que seja dotado de liquidez, transparência e incentivos para a expansão da oferta. As reformas deveriam ser capazes de sinalizar e atrair novos investimentos, aumentando a capacidade de geração, transmissão e distribuição instaladas no país, de forma que a oferta de energia elétrica possa acompanhar a demanda crescente dos últimos anos e ao mesmo tempo melhorar os níveis de déficit do sistema.

A definição de políticas e a elaboração de planejamentos setoriais continuam sendo de competência do poder executivo, por meio da política empreendida pelo Ministério das Minas e Energia. As demais atividades e responsabilidades passam a ser exercidas pelos novos agentes públicos ou privados do setor, criando assim condições para um mercado competitivo e eficiente nos segmentos de geração e comercialização. No segmento de transmissão e distribuição de energia, continuam vigorando ainda o chamado monopólio regulado, com as tarifas fixadas pelo agente regulador. Neste novo cenário de mercado, o governo deixa de assumir todos os riscos inerentes ao setor elétrico. Boa parte dos riscos passam a ser assumidos por cada um dos agentes participantes do mercado.

O ONS é o agente responsável pelo despacho e otimização do sistema, além da administração da rede básica de transmissão de energia elétrica. Qualquer agente que compre ou venda energia tem direito à utilização da Rede Básica, assegurado em lei e garantido pela ANEEL.

A concessão para operar o sistema de transmissão é firmada em contrato com duração de 30 anos. As cláusulas estabelecem que, quanto mais eficiente as empresas forem na manutenção e na operação das instalações de transmissão, evitando desligamentos por qualquer razão, melhor será a sua receita.

Desde 1999, quando a ANEEL realizou o primeiro leilão para construção de 765 km de

extensão de três novas linhas de transmissão e dezenas de subestações, os recursos empregados na expansão do sistema de transmissão são principalmente da iniciativa privada, havendo também participação das estatais.

O MAE, instituído em 1998, foi o organismo responsável pela formação do preço da energia elétrica no mercado a vista e pelo processamento da compra e venda de toda a energia elétrica no atacado no país, tanto a realizada por meio dos contratos bilaterais, quanto no mercado à vista. Inicialmente auto-regulado, em um segundo momento o MAE passou a ser regulado pela ANEEL, sendo posteriormente substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CCEE está sob regulação e fiscalização da ANEEL e tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Nacional Interligado nos termos do art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

O Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) é o órgão ligado ao Ministério das Minas e Energia cuja principal atribuição é coordenar a elaboração dos planos decenais para o setor elétrico brasileiro.

O novo modelo do setor elétrico brasileiro, aprovado em março de 2004 (Leis nos 10.847 e 10.848), criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, para suceder ao CCPE como órgão de apoio ao MME nas suas atividades de planejamento. A EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras [EPE].

Os agentes comercializadores são empresas que, mesmo não sendo proprietárias de ativos físicos do setor elétrico, estão autorizadas a atuar na comercialização de energia, contribuindo para dar uma maior dinâmica no mercado, aumentando a competição e, conseqüentemente, equilibrando os preços.

A partir de 1995, com a Lei 9.074, as regras do setor elétrico passaram a incorporar a figura do consumidor livre, que está apto a comprar energia elétrica de qualquer empresa autorizada a exercer a atividade de comercialização, ou de qualquer empresa geradora, que lhe ofereça melhores preços e condições de fornecimento. Com a evolução na legislação vigente, hoje, consumidores com carga superior a 3 MW e tensão superior a 69 kV já têm a liberdade de escolher seu fornecedor. A idéia original era que todos os consumidores passariam a ser consumidores livres a partir de 2006. A presença dos consumidores livres é fundamental para o desenvolvimento do mercado, pois, é a livre busca de alternativas de suprimento por parte destes consumidores que efetivamente cria um mercado de energia elétrica, no qual o preço resulta no equilíbrio entre oferta e demanda.

Os produtores independentes são empresas ou consórcios autorizados pela agência reguladora a produzir energia e vendê-la, toda ou em parte no mercado, por sua conta e risco, tendo a garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e autonomia necessária para assinar contratos bilaterais. Este agente, neste novo modelo, é de fundamental importância para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico.

As funções exercidas pelo conjunto de agentes são regidas por um conjunto de regras e procedimentos, emanados ou homologados pela ANEEL, e/ou pactuadas por um conjunto de contratos firmados entre os agentes.

2.3.2 Mercado

O parque gerador de energia elétrica do Brasil é predominantemente hidrelétrico, constituído por grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, estruturado em complexas cascatas sobre várias bacias hidrográficas. No entanto, tem-se tido, nos últimos anos, um aumento na participação de geração térmica devido ao fato da disponibilidade de gás natural, através dos gasodutos que estão sendo construídos e disponibilizados ao longo do País, e dos avanços tecnológicos obtidos na construção de usinas termelétricas usando turbinas a gás em ciclo combinado. Ademais, as usinas termelétricas são consideradas alternativas de curto prazo para o Brasil, pois apresentam um tempo de construção reduzido, permitindo um aumento da oferta de energia elétrica durante a transição para o mercado competitivo e minimizando os riscos de déficit neste período.

No mercado regulado, como é o caso brasileiro, a política de otimização da operação de um sistema hidrotérmico se dá no sentido de minimizar a soma total dos custos operativos de curto e longo prazo (funções de custos imediatos e futuros), incluindo também o custo de déficit de energia do sistema. Uma usina térmica será despachada se o preço "spot" da energia elétrica, calculado através da solução de um problema de otimização, for maior que o seu custo operativo. O preço "spot" é o custo operativo do último gerador despachado necessário para atender a carga.

Com base nas características de um sistema de geração hidrotérmico, a sequência de despacho das usinas de geração é determinada conforme apresentado a seguir:

- a) Hidrelétricas a fio d'água são despachadas em função das aflúncias presentes, enquanto térmicas inflexíveis (parcela de energia térmica contratada bilateralmente) são despachadas constantemente;
- b) Hidrelétricas regularizadoras de vazão são despachadas em função do nível presente de seus

reservatórios e da previsão de afluências futuras, enquanto térmicas flexíveis (parcela de energia térmica disponibilizada no mercado *spot*) são despachadas por mérito de menor custo operativo.

O despacho das usinas térmicas está diretamente ligado ao seu contrato de energia, devendo tais usinas declarar ao operador do sistema sua inflexibilidade, quando esta existir. A inflexibilidade das usinas térmicas indica a existência de contratos bilaterais que requerem que a usina esteja constantemente despachada de modo a cumprir tais contratos. Assim sendo, existe uma parcela da energia da térmica que está sempre despachada, enquanto a parcela restante é despachada “por mérito” de menor custo de operação.

2.3.3 Formação de Preço

O preço do MAE é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo, cujos créditos e débitos decorrentes serão liquidados entre os agentes de forma centralizada pelo MAE.

A formação do preço da energia negociada no MAE (Preço do MAE) se faz pela inter-relação dos dados utilizados pelo ONS para otimização da operação do sistema e os dados informados pelos agentes. Os referidos dados são então processados através de modelos de otimização para obtenção do CMO. São utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços no MAE. A responsabilidade pelo cálculo dos preços é do MAE.

O preço do MAE é determinado para cada um dos submercados⁸, estes caracterizados como regiões geo-elétricas que não apresentam significativas restrições de transmissão, fazendo com que o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões.

Para o cálculo do preço do MAE em cada submercado, os modelos são operados sem a consideração de restrições de transmissão, isto é, não se consideram as restrições internas aos submercados, somente as restrições entre os submercados são consideradas.

O preço do MAE é determinado em base semanal ex-ante e por patamar de carga, ou seja, apurado antes da operação real do sistema, levando em consideração os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado.

O processo de formação do preço do MAE contempla as condições normais de operação e as eventuais situações de racionamento de energia. Na etapa final do processo de cálculo do Preço MAE,

⁸ Antes de Dezembro de 2002 são 4 submercados e, a partir do Decreto 4562, de Dezembro de 2002, passou a ser 2 submercados.

está prevista uma cadeia de modelos computacionais (NEWAVE, DECOMP e DESSEM), que produzirão como resultado o CMO de cada submercado e o valor do intercâmbio entre eles, para cada intervalo de uma hora.

O NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalente. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro. Nesse modelo, a carga e a função de custo de déficit podem ser representados em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas [N2004].

O DECOMP é um modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio, primeira semana, dado o conjunto de informações disponíveis sobre carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas e função de custo futuro do NEWAVE [N2004].

Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga.

O modelo DESSEM determina o despacho de geração semi-horário considerando no final do horizonte (1 semana) a função de custo futuro – FCF, calculada pelo modelo DECOMP. Nesta etapa não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado nem a representação da rede elétrica [L2002].

Na fase de preços semanais ex-ante do MAE, apenas os modelos NEWAVE e DECOMP são utilizados. O modelo NEWAVE, que foi utilizado na etapa de preços mensais ex-ante, continua sendo utilizado, pois fornece um insumo básico para o cálculo dos preços semanais: *a curva de custo futuro*, que traduz para o modelo DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

O modelo DECOMP faz o cálculo de preços semanais por patamar de carga, com base na energia armazenada no início de cada semana, e valores realizados e previstos de energias afluentes.

O modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo o despacho das usinas hidráulicas e térmicas para cada subsistema, de modo a minimizar o custo total de operação da

semana de interesse. Como resultado desse processo são obtidos os Preços MAE para o período estudado, em cada patamar de carga considerado e para cada submercado.

Em cada submercado, o preço do MAE é o maior valor dentre os custos das unidades geradoras despachadas, obtido com base na simulação energética com os modelos de preço sem restrição do sistema de transmissão.

É considerada para efeito da formação de preço, apenas a parcela de capacidade dos geradores que atuam sem limitações operativas (ou seja, sem inflexibilidade) para o cumprimento de instruções de despacho por parte do ONS.

Esta parcela flexível poderá ser uma geração hidráulica, geração térmica, redução de carga ou fluxos de energia de outros submercados e de interconexões internacionais, passíveis de serem programadas para atender alterações no consumo do sistema.

As usinas que apresentam limitações operativas (inflexibilidade) para o cumprimento de instruções de despacho por parte do ONS, terão sua parte limitada não considerada no estabelecimento do preço do MAE, quando estiverem operando sob essas limitações.

Contudo, se essa unidade geradora tiver declarado um nível mínimo de operação (inflexível) e estiver gerando acima deste nível (flexível), ela será considerada na formação do preço do MAE. Caso ela seja a unidade geradora programada com maior custo, esse será o preço do MAE.

No NEWAVE existe um módulo que consulta as funções de custo futuro geradas pela otimização. Até maio de 2002 o modelo utilizado nesta consulta era o NEWDESP. Esse é um programa componente do sistema NEWAVE que serve para consulta às funções de custo futuro geradas pelo módulo de otimização [N2004]. A partir de maio de 2002 o MAE passou a se utilizar do modelo DECOMP, otimizado para definição do preço semanal de todos os submercados, embora este programa tenha sido originalmente concebido para preços mensais.

O mercado de energia elétrica brasileiro difere neste ponto significativamente dos mercados existentes a nível mundial. O preço no mercado brasileiro é resultado de um processo de otimização em que os agentes não participam. O preço é definido como o CMO, variável extraída dos programas acima descritos. Em outros mercados, o preço é derivado de um processo direto de ofertas de geração e demanda onde os agentes têm um papel ativo.

2.3.4 Regulamentação da Transmissão

No novo contexto regulatório do setor elétrico brasileiro, a transmissão representa não só o meio físico de ligação entre geração e carga, mas o "local" em que agentes de mercado, geração e comercialização concretizam os negócios, funcionando assim como promotora da competição.

Ao final de 2004, a rede básica era formada por mais de 80.000 km de linhas de transmissão, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1- Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica [ONS]

Tensão (KV)	Extensão (km)
230	35.073,8
345	9.047,0
440	6.667,5
500	24.924,4
600 CC	1.612,0
750	2.683,0
Total	80.007,7

Hoje o Brasil está quase que totalmente interligado, de norte a sul. Apenas o Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e parte dos Estados do Pará e Mato Grosso ainda não fazem parte do sistema integrado de transmissão. Neste estados, o abastecimento é feito por pequenas usinas termelétricas ou por usinas hidrelétricas situadas próximas às suas capitais.

Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do Sistema Interligado Nacional, cujo mapa é apresentado na Figura 14.



Figura 14 – Sistema Interligado de Transmissão de Energia Elétrica Brasileiro [ONS]

O modelo de transmissão brasileiro é caracterizado pela múltipla propriedade e pela coordenação centralizada da operação do sistema de transmissão. Isto significa que as empresas de transmissão detêm a propriedade dos ativos da rede e são responsabilizadas pela disponibilidade de suas instalações, mas ficam obrigadas a seguir a programação operacional do ONS. Elas são remuneradas com base na disponibilidade dos seus ativos, sendo penalizadas caso não consigam alcançar os padrões operacionais previstos em contratos.

Portanto, as empresas de transmissão disponibilizam suas instalações para serem operadas pelo ONS e poderão ter sua receita anual reduzida de uma Parcela Variável, deduzida mensalmente do pagamento base, refletindo a efetiva disponibilização das instalações da transmissão. Esta parcela é calculada de acordo com a fórmula proposta no Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão assinado com o ONS.

O desafio de um modelo desta natureza é garantir níveis de risco pré-estabelecidos de segurança operacional ao mínimo custo de expansão e operação. No caso brasileiro, os estudos de expansão da rede básica são realizados pela EPE, que tem como responsabilidade elaborar os estudos de planejamento da rede de transmissão denominada de rede básica. Estes estudos, além de fornecerem a configuração desejada para o sistema no horizonte de planejamento, também identificam

um custo de referência para cada novo empreendimento de transmissão.

O mercado competitivo de energia elétrica exige o acesso não discriminatório ao sistema de transmissão, o que requer, por sua vez, a separação entre os preços do serviço prestado e da *commodity* entregue. O serviço de transmissão, em ambiente competitivo, exige um modelo que considere os seguintes objetivos conflitantes: garantia de acesso não discriminatório ao sistema de transmissão, garantia de segurança operacional do sistema a mínimo custo e expansão do sistema a mínimo custo.

Existe uma variedade de modelos implantados em todo o mundo para tratar estas questões. No caso brasileiro, o modelo de transmissão possui múltiplos proprietários que se responsabilizam pela prestação de serviços de transmissão, sob a coordenação central do ONS. Neste modelo, as transmissoras ficam responsáveis pela manutenção e operação das linhas de transmissão e subestações, seguindo a programação operacional e os procedimentos de rede estabelecidos pelo ONS.

O aspecto mais importante da regulação do acesso aos sistemas de transmissão é a definição de tarifas que emita sinais econômicos eficientes para orientar as decisões de investimentos e uso do sistema, que remunere os proprietários dos ativos de transmissão sem inviabilizar as transações econômicas e possibilite o uso transparente e não discriminatório da rede.

A ANEEL estabeleceu que a remuneração das empresas de transmissão pelo serviço de transport, é limitada por uma receita permitida composta das seguintes partes:

- Os ativos existentes são sujeitos a controle de receita (revenue cap);
- Os ativos de grande porte são sujeitos a leilão de concessão, o qual tem como critério de julgamento a menor receita proposta;
- Novos ativos de médio e pequeno porte ficam sujeitos a controle de lucros baseado em licitações ou autorizações para aquisição e instalação de equipamentos e em custos padrão;
- Ajustes na receita são previstos para incentivar a disponibilidade das instalações.

A receita é separada em encargos de uso e encargos de conexão. Os encargos de conexão correspondem aos investimentos realizados em instalações para conectar exclusivamente um novo usuário à rede básica.

Os encargos de uso correspondem aos investimentos realizados em obras de ampliação e reforços na rede básica que se fizerem necessários à conexão de um novo usuário, mas que representem um benefício para os demais.

No novo contexto, considerando que as empresas de transmissão têm remuneração garantida, quanto menor seu custo maior é seu lucro. Porém, é preciso ter cautela para que a redução de custo não se faça à custa da qualidade do serviço prestado, pois o contrato padrão prevê a redução da receita no caso das obrigações contratuais não serem atendidas.

A outorga de concessão do serviço público de transmissão é realizada através de processo licitatório ou através de autorizações, de acordo com as Leis Nº 8987, de 13.02.95 e Nº 8666, de 21.06.93, e de regulamentação específica definida pela ANEEL.

O mecanismo de leilão atualmente utilizado pelo órgão regulador introduz flexibilidade no processo de decisão através da competição entre as empresas de transmissão, reduzindo o preço de referência. Isto é importante devido à assimetria de informação existente entre o órgão regulador e as empresas reguladas, já que estas possuem melhor informação sobre os custos para implantar os novos empreendimentos de transmissão.

Nos processos de leilão estabelecidos pela ANEEL, as empresas interessadas em participar adquirem o Edital de Licitação e, posteriormente, apresentam os documentos exigidos que serão analisados levando-se em consideração aspectos técnicos, jurídicos, econômicos, contábeis e fiscais. Estando em conformidade com o Edital, essas empresas serão declaradas aptas a disputarem a licitação. Em seguida depositarão a garantia de proposta e poderão participar do leilão. É declarada vencedora a empresa que oferecer o menor valor de tarifa de transmissão, isto é, aquela que aceitar a menor receita anual, pela disponibilização do empreendimento de transmissão⁹.

A Resolução ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999, estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão de energia elétrica. Tais condições e tarifas correspondentes deverão:

- I - assegurar tratamento não discriminatório aos usuários;
- II - assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão;
- III - estimular novos investimentos na expansão dos sistemas elétricos;
- IV - induzir a utilização racional dos sistemas elétricos;
- V - minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos.

Os valores das tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da rede básica do sistema elétrico interligado, atribuíveis às centrais geradoras e às unidades consumidoras em cada Unidade da Federação, são estabelecidas na Resolução ANEEL nº 282 de 01

de outubro de 1999.

Estes valores foram determinados, para cada barramento componente da rede básica, em conformidade com a Resolução ANEEL nº 281/99.

2.3.5 Tarifas de Transmissão de Energia Elétrica

A partir da portaria DNAEE 459/97 e das resoluções ANEEL 281/99 e 282/99, a estrutura de tarifação mudou significativamente, introduzindo, na transmissão, a informação da localização do consumidor e, conseqüentemente, o seu impacto na rede local.

O primeiro passo na determinação desta tarifa é obter a receita permitida necessária para cobrir as despesas de operação da rede básica de transmissão e as despesas para manter os ativos de transmissão. A supervisão e o controle de toda a rede básica fica a cargo do ONS e a parte de manutenção e operação a nível de equipamento fica a cargo das companhias de transmissão. O usuário da rede de transmissão paga uma tarifa pelo uso desta rede para o ONS que retém parte desta tarifa para o serviço de operação e repassa a outra parte às companhias de transmissão que disponibilizam os seus ativos ao ONS¹⁰.

A ANEEL estabelece uma receita máxima permitida para cada ativo da rede básica que compõem a receita total das companhias de transmissão. Esta receita total passa a ser a receita máxima permitida da companhia havendo penalizações caso a companhia não disponibilize algum ou alguns ativos para o ONS. Esta receita deve cobrir, portanto, as despesas de operação e manutenção, depreciação e os custos de investimentos destas instalações. A expansão deste sistema é feita através de licitações para construção e operação de novos empreendimentos onde a receita máxima é definida no processo de licitação. Da mesma forma que as empresas de transmissão, a ANEEL estabelece a receita permitida para o ONS desempenhar as suas funções.

A receita total assim obtida, a qual representa o nível tarifário, deve ser coletada através das tarifas de uso dos sistemas de transmissão. O problema passa a ser a definição de como é feito este rateio entre os usuários desta rede, ou seja, como a tarifa está estruturada.

Alguns métodos têm sido propostos para a tarifa de uso da rede e podem ser classificados como pertencentes a um dos seguintes paradigmas: custo do sistema existente, custo incremental, combinação dos dois anteriores. Entre os métodos incrementais, o CMaCP é bastante popular em função de seus sinais econômicos, isto é, fornece a direção aos investidores para uma melhor

⁹ Aqui encontra-se a diferença básica entre a regulação da rede de transmissão e a regulação da rede de gás.

¹⁰ Por questões tributárias, o usuário recebe faturas individuais de cada agente de transmissão.

minimização dos custos de produção de energia elétrica. Entretanto, algumas limitações devem ser observadas na sua aplicação em sistemas elétricos de potência, tais como¹¹: não remuneração dos custos de transmissão, as tarifas obtidas são bastante oscilatórias no tempo e estes custos são obtidos levando em consideração os custos da geração. Por outro lado, os métodos de alocação dos custos do sistema existente ou custos embutidos proporcionam uma remuneração total dos custos de transmissão e são fáceis de implementar.

Estes métodos são criticados devido à falta de um embasamento econômico consistente, principalmente no que se refere aos sinais econômicos. No entanto, a combinação dos métodos incremental e do sistema existente tem sido aplicado pois incorpora as principais vantagens de cada um. Neste caso, inclui-se uma parcela suplementar aos custos marginais para obter a receita permitida total. Este tipo de abordagem deve ser bastante criteriosa uma vez que pode distorcer os sinais econômicos produzidos pela metodologia marginalista¹².

A tarificação via custos marginais é a que proporciona a almejada eficiência econômica visto que estes custos equivalem ao preço do bem formado num ambiente de concorrência perfeita.

Entretanto, sabe-se que a concorrência perfeita não existe na prática e o ponto de equilíbrio nos mercados reais, normalmente, não representam os custos marginais¹³. A busca deste novo ponto de equilíbrio de mercados não perfeitos tem sido tema de pesquisa na área econômica.

A metodologia em uso pelo setor elétrico utiliza uma simplificação do custo marginal de longo prazo aplicado à rede elétrica. Esta metodologia, denominada metodologia nodal, também sofre dos problemas de ajuste da receita permitida, distorcendo o seu sinal econômico.

2.4 CONCLUSÃO

O desenvolvimento da infra-estrutura de transporte do gás natural tem sido fundamental para a consolidação da indústria de gás natural no Brasil. Dada a dimensão do País, a malha existente ainda é insuficiente para viabilizar o mercado de gás natural. Assim, a forte restrição ao desenvolvimento da indústria no Brasil é a ausência de uma infra-estrutura estabelecida, pois o maior problema para o desenvolvimento do gás é a questão de transporte.

Outras questões cruciais para a consolidação da indústria de gás no País são a necessidade

¹¹ As limitações estão relacionadas ao CMaCP e não ao Custo Marginal de Longo Prazo (CMaLP).

¹² Ao incorporar parcelas no custo que não estão comprometidas com o processo de otimização é bem provável a ocorrência de distorções.

¹³ É possível demonstrar que os preços associados a um determinado bem econômico transacionado em um livre mercado, tendem ao custo marginal de produção.

de uma política de preços de transporte transparentes e não discriminatórios e de uma política efetiva de livre acesso aos gasodutos.

O Concurso Aberto, hoje denominado Concurso Público de Alocação de Capacidade foi um instrumento criado para alavancar o livre acesso no transporte de gás, mas a sua iniciativa parte do transportador e tem data e capacidades definidas previamente. A tarifa é estabelecida no concurso, o que leva a carregadores terem tarifas diferentes para a mesma capacidade e distância.

A coerência regulatória em todas as atividades da indústria de gás natural, em especial naquelas naturalmente monopólicas (transmissão e distribuição), é de vital importância para o pleno desenvolvimento do mercado.

O setor elétrico aparece como âncora ao processo de incentivo ao uso do gás natural através da construção de usinas termelétricas a gás.

Alguns fatores têm afetado o desenvolvimento do PPT: preço do gás natural, uma vez que a *commodity* tem seu preço indexado a uma cesta de preços de óleos combustíveis no mercado internacional; desvalorização cambial, a qual elevou significativamente os custos dos investimentos.

Um novo modelo está implementado no setor elétrico com um conjunto de medidas cujos principais objetivos são: promover a modicidade tarifária, garantir a segurança do suprimento de energia elétrica e assegurar a estabilidade do marco regulatório para garantir a atratividade dos investimentos na expansão do sistema.

Um dos pilares da nova reestruturação do setor elétrico é a viabilização do livre acesso às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Este livre acesso não se restringe apenas ao acesso, mas também à tarifa de uso destas redes, pois o custo de transporte pode inviabilizar empreendimentos tanto do lado da oferta como do lado da demanda de energia elétrica.

CAPÍTULO 3 – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 INTRODUÇÃO

Na análise de fluxo de potência em redes elétricas, é possível fazer certas aproximações, com o objetivo de modelar o sistema e permitir a construção de algoritmos eficientes de cálculo.

Assim, a rede é considerada fixa, linear e equilibrada e é representada por circuitos equivalentes de parâmetros constantes. A partir daí, é possível escrever um conjunto de equações lineares, que permite calcular o fluxo de potência a ser utilizado em algumas metodologias de tarifação.

Neste capítulo é apresentado o método de análise do fluxo de potência DC na rede de transmissão e as metodologias de cálculo de tarifação atualmente em uso no Brasil e outros países.

3.2 EQUAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Considere a Figura 15 que ilustra um ramo qualquer de um Sistema Elétrico de Potência ligando dois barramentos (*i*) e (*k*) e no qual a condutância foi desprezada [SRT/ANEEL1999].

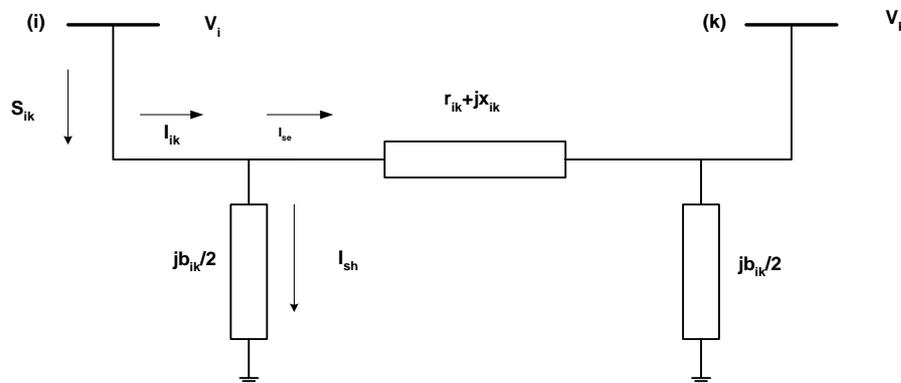


Figura 15 – Ramo de um Sistema Elétrico

Tem-se para o circuito que:

$$\dot{S}_{ik} = \dot{V}_i \dot{I}_{ik}^* \quad (3.1)$$

Da figura observa-se que a corrente \dot{I}_{ik} desmembra-se em duas componentes, uma que flui pelo elemento série do ramo *i-k*, denominada de \dot{I}_{se} e outra que flui pelo elemento shunt que está do

lado do barramento (i) em direção a terra, denominada por \dot{I}_{sh} . Logo:

$$\dot{I}_{ik} = \dot{I}_{se} + \dot{I}_{sh} \quad (3.2)$$

As componentes acima são dadas por:

$$\dot{I}_{se} = \frac{\dot{V}_i - \dot{V}_k}{r_{ik} + jx_{ik}} = (\dot{V}_i - \dot{V}_k) \dot{y}_{ik} = (\dot{V}_i - \dot{V}_k) (-\dot{Y}_{ik}) \quad (3.3)$$

$$\dot{I}_{sh} = j \frac{\dot{V}_i b_{ik}}{2} \quad (3.4)$$

Tem-se daí que:

$$\dot{I}_{ik} = (\dot{V}_i - \dot{V}_k) (-\dot{Y}_{ik}) + j \frac{\dot{V}_i b_{ik}}{2} = -(\dot{V}_i - \dot{V}_k) (G_{ik} + jB_{ik}) + j \frac{\dot{V}_i b_{ik}}{2} \quad (3.5)$$

Portanto:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{ik} &= \dot{V}_i \left[-(\dot{V}_i - \dot{V}_k) (G_{ik} + jB_{ik}) + j \frac{\dot{V}_i b_{ik}}{2} \right]^* = \\ &= -(\dot{V}_i \dot{V}_i^* + \dot{V}_i \dot{V}_k^*) (G_{ik} - jB_{ik}) - j \frac{\dot{V}_i \dot{V}_i^* b_{ik}}{2} \end{aligned} \quad (3.6)$$

As potências ativa e reativa que compõem a potência complexa, são dadas por:

$$\begin{aligned} P_{ik} &= \text{Re}\{\dot{S}_{ik}\} \\ Q_{ik} &= \text{Im}\{\dot{S}_{ik}\} \end{aligned}$$

Desenvolvendo a expressão (3.6), sabendo-se que:

$$\begin{aligned} V_i V_i^* &= V_i^2 \\ V_i V_k^* &= V_i V_k (\cos \theta_{ik} + j \text{sen} \theta_{ik}) \end{aligned} \quad (3.7)$$

Obtém-se:

$$S_{ik} = (-V_i^2 - V_i V_k^*) (G_{ik} - jB_{ik}) - j \frac{V_i^2 b_{ik}}{2} \quad (3.8)$$

$$S_{ik} = -V_i^2 (G_{ik} - jB_{ik}) - [V_i V_k^* (G_{ik} - jB_{ik})] - j V_i^2 b_{ik} \quad (3.9)$$

$$S_{ik} = -V_i^2 G_{ik} + j B_{ik} V_i^2 - [V_i V_k (\cos \theta_{ik} + j \text{sen} \theta_{ik}) (G_{ik} - jB_{ik})] - j V_i^2 b_{ik} \quad (3.10)$$

Rearranjando a equação acima obtém-se:

$$S_{ik} = -V_i^2 G_{ik} + j \left(B_{ik} - \frac{b_{ik}}{2} \right) V_i^2 - V_i V_k (\cos \theta_{ik} G_{ik} + \text{sen} \theta_{ik} B_{ik}) - V_i V_k j (G_{ik} \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (3.11)$$

Tomando as partes real e imaginária:

$$\begin{aligned} P_{ik} &= -V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \theta_{ik}) - G_{ik} V_i^2 \\ Q_{ik} &= -V_i V_k (G_{ik} \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) + \left(B_{ik} - \frac{b_{ik}}{2} \right) V_i^2 \end{aligned} \quad (3.12)$$

Seja um barramento (i) qualquer de um sistema elétrico de potência:

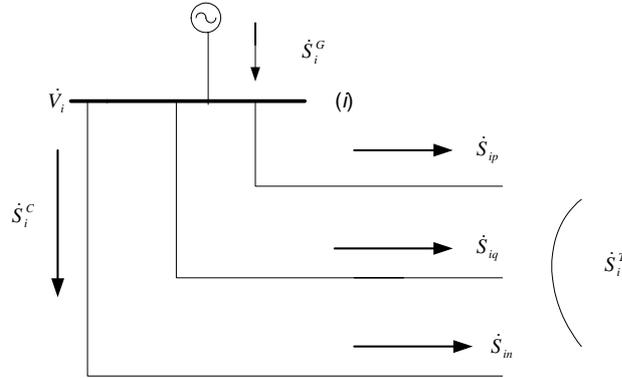


Figura 16 – Barramento de um Sistema Elétrico

Da primeira lei de Kirchhoff tem-se:

$$\dot{S}_i^G - \dot{S}_i^C - \dot{S}_i^T = 0 \quad (3.13)$$

Logo:

$$\dot{S}_i^T = \dot{S}_i^G - \dot{S}_i^C \quad (3.14)$$

Ou seja:

$$\dot{S}_i^T = \sum_{k \in \mathcal{V}_i} S_{ik} \quad (3.15)$$

Analisando, a partir deste ponto, somente a potência ativa (a potência reativa pode ser analisada de forma semelhante), tem-se:

$$P_i^T = \sum_{k=1}^{n_b} P_{ik} \quad , (k \neq i) \quad (3.16)$$

Arranjando a equação (3.16) tem-se:

$$P_i^T = V_i \sum_{k=1}^{n_b} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \theta_{ik}) - G_{ik} V_i^2 \quad (3.17)$$

3.2.1 Formulação do Fluxo de Potência Linearizado (DC)

Na formulação do fluxo de potência linearizado (fluxo DC) tem-se as seguintes premissas [SRT/ANEEL1999]:

- pequenas aberturas angulares, ou seja, diferença entre os ângulos de fase das tensões nas barras i e k , $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ pequena, então:

$$\begin{aligned} \text{sen} \theta_{ik} &\approx \theta_{ik} \\ \text{cos} \theta_{ik} &\approx 1 \end{aligned}$$

Assim,

$$\begin{aligned} B_{ik} \text{sen} \theta_{ik} &\approx B_{ik} \theta_{ik} \\ G_{ik} \text{cos} \theta_{ik} &\approx G_{ik} \end{aligned}$$

- desprezando a resistência dos ramos:

$$r_{ik} = 0 \quad ; \quad G_{ik} = 0$$

- tensões próximas de 1.0 pu:

$$V_i \approx V_k \approx 1,0$$

- desprezando os ramos shunt do sistema:

$$b = 0$$

Logo, a expressão da potência injetada no barramento resulta em:

$$P_i^T = - \sum_{k=i}^{n_b} B_{ik} \theta_{ik} \quad (3.18)$$

Para o fluxo de potência em um ramo qualquer do sistema:

$$P_{ik} = B_{ik} \theta_{ik} \quad (3.19)$$

Aplicando para todos os barramentos do sistema:

$$[P] = -[B] \times [\theta] \quad (3.20)$$

3.2.2 Matriz de Sensibilidade

Para um sistema qualquer, definiremos uma matriz β [SRT/ANEEL1999] de dimensão $(n_l \times n_b)$, onde n_l é o número de ramos e n_b o número de barras do sistema. Os elementos da matriz β representam o incremento de fluxo no ramo l , devido ao incremento de demanda ou geração na barra b [AM2001]. Os fatores da coluna correspondente ao barramento de referência são nulos, visto que qualquer variação na potência injetada neste barramento é absorvida pelo próprio barramento não acarretando variação em nenhum fluxo nos ramos do sistema. Por definição, o fator de sensibilidade $\beta_{km/i}^r$ é dado pela relação entre a variação do fluxo no circuito (k) - (m) pela variação da potência injetada no barramento (i) com relação a referência (r) .

A diferença relativa entre os fatores de sensibilidade para um mesmo circuito e barramentos diferentes permanece constante ao se mudar o barramento de referência. Dessa forma, as sensibilidades dependem apenas da configuração do sistema e do sentido do fluxo em cada ramo e são independentes do barramento de referência.

Sejam alguns barramentos de um sistema elétrico de potência, conforme ilustrado na Figura 17:

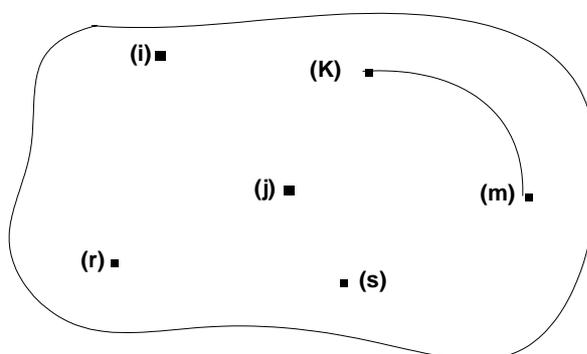


Figura 17 – Conjunto de Barramentos de um Sistema Elétrico

Suponha que tenha sido escolhido como referência o barramento (r). Os fatores de sensibilidade para o circuito (k)-(m) com relação aos barramentos (i), Figura 18 e (j), Figura 19 são respectivamente:

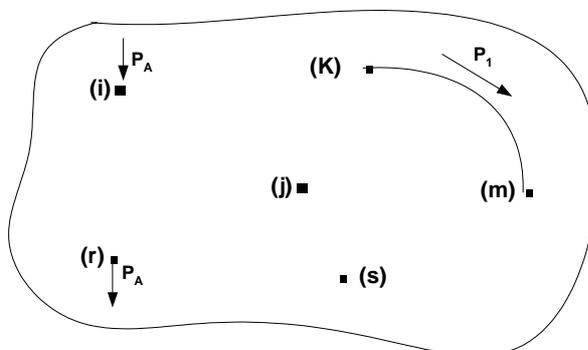


Figura 18 – Fator de Sensibilidade circuito (k)-(m) com relação ao barramento (i)

$$\beta_{km/i}^r = \frac{\Delta P_1}{\Delta P_A} \quad (3.21)$$

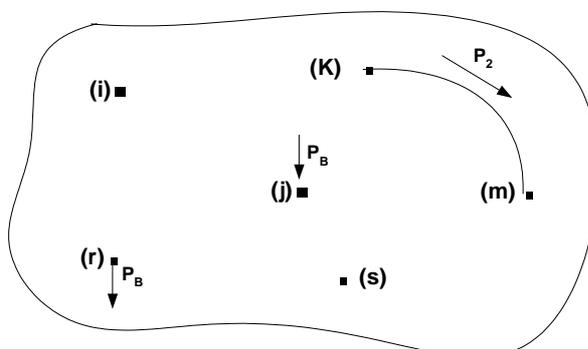


Figura 19 - Fator de Sensibilidade circuito (k)-(m) com relação ao barramento (j)

$$\beta_{km/j}^r = \frac{\Delta P_2}{\Delta P_B} \quad (3.22)$$

3.3 PRINCIPAIS METODOLOGIAS DE TARIFICAÇÃO

Muitas metodologias têm sido propostas para tarifar a rede de transmissão com o objetivo de dar razoáveis sinais econômicos aos investidores do mercado de eletricidade [T1994]. Métodos tais como MW-milha [SGMO1989], custo marginal por barra e outros [CDP1993] usualmente incorporam a

natureza espacial do sistema de transmissão, dando oportunidade aos agentes de geração e carga localizar suas unidades em locais mais apropriados.

Estas metodologias podem ser classificadas em dois grandes grupos: metodologias incrementais e não-incrementais. Existe um terceiro grupo bastante comum que representa uma combinação dos dois anteriores. A metodologia NODAL utilizada pela ANEEL é um representante deste terceiro grupo.

São apresentadas, a seguir, as principais metodologias utilizadas para tarificação de uso do sistema de transmissão.

3.3.1 Metodologias Não-Incrementais

Nos métodos não incrementais, o custo total¹ do sistema de transmissão é alocado entre os usuários da rede de transmissão. As metodologias de alocação diferem na sua definição e na medida de quanto cada agente usa o sistema.

3.3.1.1 Selo Postal

Este método faz o rateio do custo total em função da quantidade de carga servida, normalmente medida na condição de carga máxima [L2002], [FGPVM2002]. Neste caso, uma transação de transporte² efetuada por um agente u pagaria:

$$T(u) = RPT \frac{D(u)}{D_{tot}} \quad (3.23)$$

Este tipo de rateio foi bastante usado principalmente nos Estados Unidos. Esta abordagem possibilita de forma bastante simplificada a definição da tarifa de transmissão para agentes que possuem cargas dispersas ao longo do sistema, por exemplo, concessionárias. Sua principal deficiência é que ignora a operação real do sistema.

Como resultado, este método tem grandes chances de emitir sinais econômicos incorretos para os usuários. Como exemplo, um agente que usa pouco o sistema (ponto de geração próximo à carga) subsidia outro que usa o sistema mais intensamente (pontos de injeção e retirada de potência bem distantes).

¹ O custo total da transmissão que deve ser rateado entre os usuários do sistema é na realidade igual a receita permitida total definida pela ANEEL para as empresas de transmissão e para o ONS.

3.3.1.2 MW-milha

No MW-milha [L2002], [SGMO1989], [LPP1994], [FGPV2002], o parâmetro *distância* é incorporado como importante medida a ser considerada.

O método aloca a receita permitida dentre os usuários do sistema na proporção de sua "extensão de uso" do sistema [T1994].

Inicialmente são calculados os fluxos em cada circuito causados pelo padrão geração/carga³ de cada usuário da rede de transmissão, através de um programa de fluxo de potência⁴ e então, os custos são alocados em proporção à razão do fluxo pela capacidade do circuito.

$$T(u) = \sum_{l=1}^{N_l} C_l \frac{F_l(u)}{f_l} \quad (3.24)$$

$$RTP = \sum_{l=1}^{N_l} C_l \quad ^5$$

Este método elimina algumas limitações do método anterior, pois considera a ocupação dos circuitos da rede. Contudo, assumindo algumas simplificações, este método pode ser interpretado como uma solução de planejamento ótimo de um sistema de potência sob o ponto de vista estático que é apresentado posteriormente⁶.

Como o fluxo total do circuito é normalmente menor que a sua capacidade, esta regra de alocação não recupera a totalidade do custo total do sistema de transmissão. Em termos de interpretação do sistema de transmissão, isto significa que o MW-milha somente aloca os custos devido aos fluxos do caso base, mas não a "reserva de transmissão", dado pela diferença entre a capacidade do circuito e o fluxo líquido de cada circuito da rede [L1996].

3.3.2 Metodologias Incrementais

Os custos incrementais tentam captar o incremento causado nos custos do sistema por uma determinada transação de transporte [L2002].

Esta análise pode ser de longo ou de curto prazo, caso considere os investimentos em capital

² Transação de transporte corresponde ao uso da rede de transmissão por um ou mais agentes.

³ O padrão geração-carga corresponde ao vetor de injeções e retiradas do potência nas barras do sistema de transmissão.

⁴ Normalmente é utilizado o fluxo de potência DC.

⁵ No custo de cada circuito l deve ser incorporado os custos do NOS.

⁶ É possível provar que este método produz resultados similares ao método nodal.

ou não respectivamente.

A maneira mais natural de calcular o impacto causado por determinada transação é verificar o custo total antes e depois de incluí-la no sistema. A diferença dos dois custos indicaria o seu impacto monetário. É possível obter esta diferença simulando os dois casos, o que seria complicado se o número de transações for grande, ou através da utilização dos multiplicadores de Lagrange, π_d , que representam os CMaCP's de barra ou os "spot-prices".

Estes multiplicadores são obtidos a partir da solução de um problema de otimização que no caso tem como função objetivo a minimização do custo de produção. Estes indicadores são originados a partir das restrições de transmissão.

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & \text{Custo de Produção} \\ \text{sujeito a:} & \\ & \text{Equação da água} \\ & \text{Restrições de geração} \\ & \text{Restrições de transmissão} \end{array} \quad \pi_d \quad (3.25)$$

Com o CMaCP por barra, é possível calcular a variação do custo de produção associado a uma determinada transação envolvendo transporte, através da diferença entre o custo marginal da barra onde está sendo injetada determinada potência e o da barra onde se está sendo retirada tal potência:

$$\Delta CP = W (\pi_{di} - \pi_{dj}) \quad (3.26)$$

A função objetivo que origina os coeficientes π_d na equação (3.26) é minimizar o custo de operação das usinas onde são incorporados os aspectos da coordenação hidrotérmica. A diferença dos CMaCP representa, portanto, o impacto trazido pela transação no custo de produção do sistema. É importante ressaltar que este custo pode ser negativo caso a transação, em função das condições do sistema, beneficie a operação do sistema aliviando carregamentos no sistema de transmissão. Os valores de π_d variam em função do ponto de operação, ou seja, eles diferem a cada hora do dia e em cada estação ou período hidrológico do ano.

O CMaCP está diretamente associado à produção de energia elétrica e normalmente não consegue recuperar o custo total da transmissão necessitando de ajustes para igualar a remuneração com a receita permitida. Quando estes ajustes são relativamente pequenos, a eficiência obtida na alocação marginal dos custos não é prejudicada. Entretanto, o que se tem verificado é que estes ajustes tendem a ser muito grandes comprometendo o sinal econômico dos custos assim obtidos.

Quando na função objetivo são incorporados os custos de investimentos, os custos marginais passam a ser de longo prazo e os problemas dos ajustes à receita são mitigados. A busca de uma formulação usando os CMaLP tem sido constante mas esbarra sempre no problema de necessitar de dados do futuro e de um plano de expansão ótimo. Como o grau de incerteza associado ao futuro é grande torna-se difícil obter este plano ótimo. Caso este fosse possível, os novos coeficientes π_d incorporariam não só os custos de produção, mas também os investimentos na rede, e os resultados do uso da equação (3.26) corresponderiam aos sinais econômicos corretos para os usuários do sistema de transmissão.

Não sendo possível obter os CMaLP ideais, algumas simplificações são tentadas. Um exemplo, já bastante utilizado na tarifação tradicional, é o uso do custo médio incremental de longo prazo. Este custo é obtido a partir de um planejamento acordado entre as concessionárias envolvidas. No caso brasileiro, a EPE elaboraria o plano de investimentos na geração, que, por sua vez, produziria um plano conjunto com a transmissão, podendo ser usado para definir os custos incrementais.

Uma outra forma é mudar a função objetivo da equação (3.26) para levar em conta os custos de cada circuito:

$$\text{Min} \sum_{l=1}^N c_l F_l \quad (3.27)$$

sujeito a:

$$[P] = [B][\theta] \quad \pi_d \quad (3.27.a)$$

$$|F_l| = |b_{ij} \theta_{ij}| \leq \bar{f}_l \quad \text{para todo } l \quad (3.27.b)$$

Os coeficientes de Lagrange obtidos a partir da primeira restrição tentam capturar o impacto no uso do sistema de transmissão ponderado pelos custos de cada equipamento. A idéia é construir um sistema de transmissão para atender os padrões geração/carga de cada usuário do sistema supondo que as capacidades dos circuitos pudessem ser ajustadas de acordo com as necessidades dos agentes.

É importante observar que se o padrão geração-carga é fixo ([P] é constante), ou seja, os despachos dos geradores e as cargas estão definidos, a região viável do problema (3.27) pode ser um ponto definido pela solução do fluxo de potência DC da equação (3.27.a) ou ser um espaço vazio quando as restrições da equação (3.27.b) forem ativadas. Desta forma, a solução do problema (3.27) que otimiza o uso do sistema de transmissão, ou "planeja" os investimentos de forma ótima, é a própria

solução de um fluxo DC⁷.

Esta propriedade facilita o cálculo dos coeficientes de Lagrange associados à restrição (3.20.a) que representam a sensibilidade da variação do custo de “ampliação da capacidade do sistema” frente ao incremento de carga⁸. Estes coeficientes podem ser obtidos a partir dos fatores de distribuição [RPF1995], chamados de fatores de sensibilidade descritos na seção 3.2.2.

3.3.3 Método Nodal

A metodologia Nodal [LPP1994], [RPF1995], [LSL2003], [FGPVM2002], utilizada para o cálculo das tarifas e encargos de uso do sistema de transmissão, foi definida e regulamentada pela ANEEL na resolução 281/99 [AM2001].

Este método é derivado da equação (3.27) onde os coeficientes de Lagrange π são obtidos para cada nó no sistema e representam o CMLP por barra⁹. Para o nó j do sistema o coeficiente π_j é obtido através de fatores de distribuição β :

$$\pi_j = \sum_{l=1}^{N_l} \frac{C_l}{f_l} (\beta_{lj} - \beta_{lr}) f p_l \quad (3.28)$$

Dado que a tarifa π_j não consegue satisfazer o requisito de receita permitida, é feito um ajuste γ :

$$\gamma = \frac{RPT - \sum_{i=1}^{N_i} \pi_i P_i}{\sum_{i=1}^{N_i} P_i} \quad (3.29)$$

$$\pi_j = \pi_j + \gamma$$

Nota-se que o numerador da equação (3.29) representa a receita que não consegue ser coberta pelos custos marginais obtidos na equação (3.28) e o denominador representa a carga total do sistema.

Rearranjando a equação (3.29) para π_j' obtém-se:

⁷ Dado que a função objetivo é igual a formulação do MW-milha e como existe apenas uma solução que é a do próprio fluxo de potência, os dois métodos são similares, apenas com formas de cálculo diferentes.

⁸ Em função desta visão um pouco forçada destes coeficientes eles são denominados custos marginais de longo prazo.

⁹ Este é o método atualmente em uso pela ANEEL.

$$\pi_j' = \frac{RPT}{\sum_{i=1}^{N_i} P_i} + \frac{\sum_{i=1}^{N_i} (\pi_j - \pi_i) P_i}{\sum_{i=1}^{N_i} P_i} \quad (3.30)$$

O primeiro termo da expressão acima corresponde à tarificação via selo postal, pois o denominador representa a carga total do sistema. O segundo termo representa a oscilação devido ao sinal locacional, proporcional à soma das diferenças entre as tarifas dos outros nós e o nó em questão. Utilizando a equação (3.28), pode-se obter esta diferença entre as tarifas originais:

$$(\pi_j - \pi_i) = \sum_{l=1}^{N_l} \frac{C_l}{f_l} (\beta_{lj} - \beta_{li}) f p_l \quad (3.31)$$

A diferença entre as tarifas é proporcional à diferença das sensibilidades β_{lj} e β_{li} , ao custo unitário de cada circuito e ao fator de ponderação. As sensibilidades dependem apenas da configuração do sistema e do sentido do fluxo em cada ramo k e são independentes da barra de referência. As únicas variáveis sob controle são os custos dos ramos, capacidade dos ramos e o fator de ponderação.

O fator de ponderação criado pela ANEEL que varia entre 0 (zero) e 1 (um) tende a amortecer a intensidade do sinal locacional. No limite, ou seja, quando estes fatores para qualquer ramo for nulo, o rateio passa a ser o selo postal, pois o segundo termo da equação (3.30) se anula. Este fator foi criado para minimizar o problema das linhas de transmissão com baixo carregamento ou que servem de otimização energética, que conceitualmente deveriam ser pagas por todos os agentes.

Os custos individuais de cada ramo ou circuito são custos padrões e não devem ser alterados frequentemente. As capacidades dos circuitos são fornecidas a priori e dependem do limite térmico, do limite de estabilidade, ou do limite de tensão. Caso venha a se adotar padrões menores para as capacidades dos circuitos, como por exemplo, o fluxo real do circuito, o sinal locacional se intensifica. Este problema é similar ao que ocorre no método MW-milha e no método proposto pelo problema (3.27).

Uma outra opção que é adicionada ao programa nodal diz respeito à diferenciação entre as tarifas para geração e para carga. Dentro da filosofia da tarifa locacional, existiria sempre uma simetria, ou seja, a tarifa para os geradores em um determinado barramento seria o simétrico do estabelecido para a carga. A simetria produz o efeito da estabilidade do sinal, pois não é correto que um gerador que

alimenta uma carga em um mesmo barramento pague tarifa de transmissão. Na equação (3.30) observa-se que o primeiro termo, responsável pela parcela do selo ou do ajuste da receita, eleva de forma absoluta o nível da tarifa em todas as barras.

Um outro fator que distorce a simetria é o pagamento diferenciado entre geradores e cargas. No caso da resolução ANEEL 282/99 ficou estabelecido que 50 % da tarifa de uso do sistema de transmissão seria pago pelos geradores e que 50 % seria pago pelos consumidores. Apesar de neste caso estar equilibrado, a decisão de se ter uma tarifa por barra na geração e uma tarifa única por estados da União para a carga contribui para a assimetria.

A definição da tarifa por nó e de certa forma independente da transação facilita a interação com a idéia da bolsa de energia. Para o gerador, a tarifa de uso da transmissão independe para quem ele está vendendo a energia e, por outro lado, para o consumidor a tarifa independente de quem ele está comprando a energia.

Uma análise mais detalhada da equação (3.31) que define o conceito da tarifação nodal, mostra a semelhança desta metodologia comparada com a MW-milha. A vantagem deste método se refere ao fato de se ter uma tarifação por nó independente do ponto de injeção ou retirada, ou seja, não é necessário saber para quem ou de quem a potência está sendo transportada. Entretanto, o método supõe que, para cada MW injetado existe uma entrega de uma parcela a cada nó de carga do sistema proporcional a carga individual deste nó. O segundo termo da equação (3.30) exprime esta abordagem, enquanto que o primeiro termo trata de acertar o valor absoluto da tarifa.

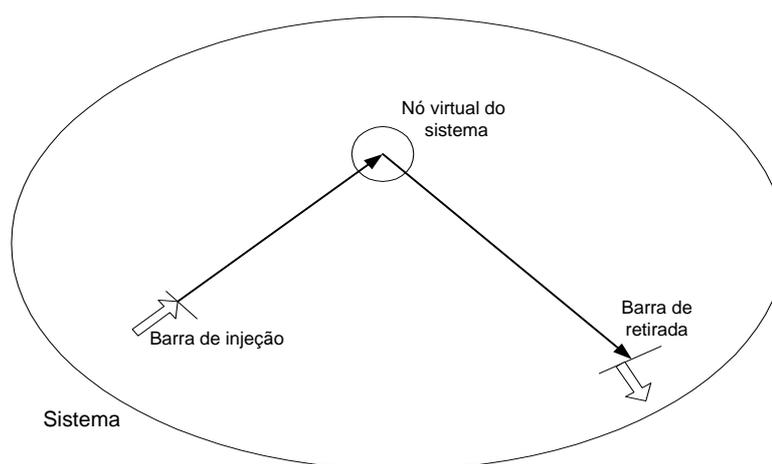


Figura 20: Representação do nó virtual

Nota-se, portanto, que a tarifa nodal pode ser visualizada geometricamente como se para cada

injeção ou retirada de potência em determinado nó existisse um caminho para um nó fictício ou virtual, no centro geométrico do sistema. Note-se que de acordo com o segundo termo da equação (3.30) as diferenças entre as tarifas do nó em questão e os outros nós do sistema são ponderadas pelas cargas respectivas, mostrando que se trata de uma média geométrica. A Figura 20 ilustra esta representação. Quanto mais distante um determinado nó estiver deste nó virtual mais alta será esta tarifa.

Observe-se, ainda, que o método pode levar a tarifas negativas em algumas barras do sistema, indicando que um aumento da injeção nessas barras reduz o carregamento nesses circuitos [AM2001].

3.4 CONCLUSÃO

Através da análise do fluxo de potência DC, obtém-se o fluxo na rede de transmissão que será utilizado nas metodologias Nodal e MW-milha.

A tarifa selo-postal é um método bastante difundido nos Estados Unidos e não considera o aspecto locacional, ou seja, a tarifa independe do nó em que o agente está conectado na rede.

O MW-milha, método proposto pela PG&E em 1989, é adotado parcialmente em alguns estados dos Estados Unidos. A tarifa é definida a partir dos resultados da análise do fluxo de potência na rede. O método inclui o aspecto locacional, mas necessita identificar as transações entre os agentes, ou seja, é uma tarifa ponto a ponto.

Entre os métodos incrementais, o CMaCP, adotado desde 1972 no Chile, é bastante popular, possui facilidade de implementação, mas traz consigo o problema da volatilidade e da não inclusão dos investimentos de longo prazo.

A metodologia Nodal promove uma melhoria no método do custo marginal por incorporar os investimentos presentes e futuros, passando a ser uma metodologia de longo prazo. Tenta considerar o aspecto locacional e tem como proposta básica a cobrança do uso da rede em função do nó de conexão. Apesar disso, a ANEEL incorporou uma série de fatores que amorteceram o efeito locacional da tarifa.

Segundo a referência [LSL2003], a predominância da parcela "selo-postal" na tarifação nodal vigente é um dos fatores que dificulta a implantação das usinas térmicas. Como a tarifa "selo postal" é igual independente da localização da usina, as usinas térmicas que podem ficar próximas aos centros de carga não auferem o benefício desta flexibilidade.

CAPÍTULO 4 – TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

4.1 INTRODUÇÃO

Dado que os métodos de tarificação da rede de transmissão de energia, com exceção da tarifa selo-postal, consideram o fluxo de potência na rede, um método coerente para tarifar o transporte de gás deverá também fazer uso das equações de fluxo de gás através dos gasodutos.

Neste capítulo são apresentadas as leis físicas e as equações de fluxo em regime permanente e um método de simulação de análise de redes que é aplicado, posteriormente, na malha adotada para o estudo.

Em seguida, é mostrada a metodologia de cálculo das Tarifas de Transporte de Referência em uso pela ANP e as metodologias propostas para a rede de gás, de uma forma coordenada com a rede de transmissão de energia elétrica.

4.2 LEIS FÍSICAS E EQUAÇÕES DE TRANSPORTE

A capacidade de transporte de um gasoduto é definida como sendo a máxima vazão de gás que pode ser movimentada para uma dada configuração física do mesmo.

Para o cálculo da vazão de gás em um gasoduto é necessário que sejam conhecidas todas as características físicas, tanto do gasoduto quanto do gás transportado.

Para se determinar o estado físico de um gás é necessário que sejam conhecidos os seguintes parâmetros: temperatura, pressão e volume específico (ou densidade) do gás.

A temperatura do gás, T , deve ser expressa em graus Kelvin, sendo a conversão de °Celsius dada pela expressão: [O1987], [GEOP1996], [WS1973]

$$T = 273.15 + t \text{ } ^\circ\text{C} \quad [K] \quad (4.1)$$

A pressão p é definida como a componente normal da força F por unidade de área exercida pelo gás em uma determinada superfície. A pressão é definida para um elemento de área suficientemente grande para permitir que o gás seja tratado como um *continuum*. Assim,

$$p = \lim_{\Delta A_r \rightarrow \Delta A_r'} \frac{\Delta F_n}{\Delta A_r} \quad [\text{Nm}^{-2}] \quad (4.2)$$

onde $\Delta A_r'$ é a mínima área para a qual o gás se comporta como um *continuum*.

Em geral, o comportamento *continuum* é observado quando a distância média que a molécula do gás viaja entre as colisões é pequena quando comparada com a dimensão da superfície; neste caso, com um lado do elemento de área $\Delta Ar'$.

A hipótese do *continuum* permite generalizar as equações de movimento, podendo-se utilizar estas equações indistintamente para gases e líquidos (uma vez considerados meios contínuos).

A pressão total exercida pelo gás em uma determinada superfície denomina-se *pressão absoluta*. A pressão exercida pelo ar é a *pressão atmosférica*, e esta varia conforme a região considerada. À diferença entre a pressão absoluta e a pressão atmosférica dá-se o nome de *pressão relativa*.

O volume específico v de um gás é o volume V ocupado por sua unidade de massa G :

$$v = \frac{V}{G} \quad [m^3 kg^{-1}] \quad (4.3)$$

A densidade do gás (ρ) é definida como sendo o inverso do volume específico.

O peso do gás por unidade de volume é denominado peso específico γ . De acordo com a Segunda Lei de Newton, a densidade e o peso específico de um gás estão relacionados pela equação:

$$\gamma = \rho \times g = g/v \quad [Nm^{-3}] \quad (4.4)$$

4.2.1 Leis e Equações para os Gases

A Lei de Boyle determina que, se a temperatura de uma dada quantidade de gás é mantida constante, o volume do gás varia inversamente à pressão absoluta.

A Lei de Charles, que consiste em duas partes, estabelece que se a pressão exercida numa certa quantidade de gás for mantida constante, o volume varia diretamente com a temperatura. E se o volume permanecer constante, a pressão irá variar diretamente com a temperatura.

Estas duas leis se combinam para produzir a seguinte relação:

$$\frac{P_1 v_1}{T_1} = \frac{P_2 v_2}{T_2}, \text{ ou } \frac{Pv}{T} = \text{constante} \quad (4.5)$$

A constante na equação (4.5), denominada constante do gás, depende das propriedades do gás, sendo específica para cada gás. Chamando tal constante de $R(Jkg^{-1}K^{-1})$, pode-se escrever a equação (4.5) na forma:

$$pv = RT \quad (4.6)$$

A equação (4.6) é chamada de equação de estado do gás ideal. Na prática, esta equação representa com alguma aproximação o comportamento de muitos gases sob condições normais de temperatura e pressão atmosféricas. Vários processos de gás, tais como isotérmicos, isobáricos, isométricos e adiabáticos podem ser calculados com suficiente exatidão, com o uso da equação (4.6).

No entanto, a equação de estado pode ser modificada para uma forma que melhor representa o comportamento de um gás não-ideal. A técnica empregada consiste em se definir um fator Z , chamado de fator de compressibilidade, tal que:

$$Z = \frac{pv}{RT} \quad (4.7)$$

O fator de compressibilidade detém importância fundamental, visto que o mesmo funciona como parâmetro de correção da não idealidade do comportamento do gás.

4.2.2 Equação de Bernoulli

A equação (4.8) é conhecida como Equação de Bernoulli, para fluido ideal e incompressível:

$$\frac{p}{\rho g} + \frac{\omega^2}{2g} + z = \text{constante} \quad (4.8)$$

Cada termo da equação representa energia por unidade de peso do fluido. O termo $p/\rho g$ representa a habilidade de uma unidade de peso do fluido realizar trabalho devido à sua pressão. $\omega^2/2g$ representa sua energia cinética e z representa a energia potencial devido à sua distância z acima de um eixo de referência.

Para um fluido real é necessário efetuar algumas correções na Equação de Bernoulli, uma vez que ela é aplicada ao regime permanente de um fluido ideal, invíscido e incompressível.

Aplicando a equação (4.8) para dois pontos quaisquer ao longo de um gasoduto tem-se:

$$\frac{p_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} + z_1 = \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g} + z_2 \quad (4.9)$$

A equação (4.9) estabelece que a energia total por unidade de peso do fluido em movimento é a soma da pressão, das energias cinética e potencial e que a energia total em qualquer ponto ao longo

do gasoduto é constante.

Para fluidos reais, deve-se considerar as perdas de energia devido ao atrito, ao choque de partículas, etc. Logo, a energia total não é constante, mas decresce na direção do escoamento. O ajuste na equação para solucionar este problema pode ser feito acrescentando mais um termo correspondente às perdas. A equação passa a ser:

$$\frac{p_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} + z_1 = \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g} + z_2 + \text{perdas} \quad (4.10)$$

onde as perdas são também expressas como energia por unidade de peso do fluido ou dissipação térmica.

Em regime permanente, a maior parte das perdas de energia é causada pelo atrito devido à viscosidade do gás. Outras perdas podem ser desprezadas. A perda de energia por unidade de peso do gás causada pelo atrito é chamada de perda de calor devido ao atrito, h_f . Portanto, para uma densidade constante do gás:

$$\frac{p_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} + z_1 = \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g} + z_2 + h_f \quad (4.11)$$

A perda h_f representa a conversão da energia mecânica em energia térmica e não pode ser recuperada. Logo, h_f se refere a uma perda de energia útil.

4.2.3 Formulação para a Equação do Escoamento em Regime Permanente

A equação geral para análise em regime permanente do escoamento é obtida a partir da equação de Bernoulli. Já que a pressão decresce ao longo do gasoduto na direção do escoamento, a densidade também decresce. No regime permanente, a vazão em massa é constante ao longo do gasoduto. Se a área da seção transversal do gasoduto for constante, tem-se a equação de continuidade:

$$\rho_1 \omega_1 = \rho_2 \omega_2 \quad (4.12)$$

Considerando a figura 21, tem-se a pressão p a uma distância x da entrada do gasoduto e $p + dp$ a uma distância $x + dx$. A densidade e a velocidade do gás variam através do elemento dx . Se a variação de densidade $d\rho$ através do elemento for considerada desprezível (o gás no elemento

tem densidade constante), a equação de Bernoulli através desse elemento é:

$$\frac{p}{\rho g} + \frac{\omega^2}{2g} + z = \frac{p + dp}{\rho g} + \frac{(\omega + d\omega)^2}{2g} + (z + dz) + dh_f \quad (4.13)$$

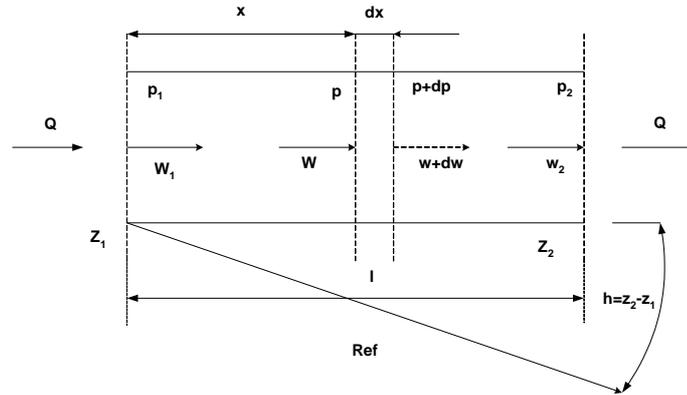


Figura 21 – Fluxo através do gasoduto

A variação da energia cinética devido às mudanças de densidade e velocidade é desprezível. A perda de calor através do elemento é dada pela equação de Darcy:

$$dh_f = \frac{4f}{D} \frac{\omega^2}{2g} dx \quad (4.14)$$

A equação (4.14) pode ser reescrita na forma:

$$-\frac{dp}{\rho g} = \frac{4f}{D} \frac{\omega^2}{2g} dx + dz$$

assim:

$$-dp = \frac{2f\rho\omega^2}{D} dx + \rho g dz \quad (4.15)$$

Da equação de continuidade:

$$\rho\omega = \rho_1\omega_1 \quad \omega = \frac{\rho_1}{\rho}\omega_1 \quad (4.16)$$

A perda de energia devido ao atrito é convertida em energia térmica a qual é dissipada através da parede do gasoduto. A temperatura $T(K)$ do gás permanece aproximadamente constante e o

escoamento é isotérmico.

Portanto

$$\frac{p}{\rho} = \frac{p_1}{\rho_1} \quad (4.17)$$

Conseqüentemente

$$\omega = \frac{p_1}{p} \omega_1 \quad , e \quad (4.18)$$

$$\rho = \frac{p}{p_1} \rho_1 \quad (4.19)$$

Substituindo na equação (4.15) as equações acima para ω e ρ tem-se que:

$$-dp = \frac{2f}{D} \frac{p}{p_1} \rho_1 \left(\frac{p_1}{p} \right)^2 \omega_1^2 dx + \frac{p}{p_1} \rho_1 g dz \quad (4.20)$$

isto é:

$$-p dp = \frac{2f}{D} \rho_1 p_1 \omega_1^2 dx + \frac{p^2}{p_1} \rho_1 g dz \quad (4.21)$$

Da equação de estado de um gás, introduzindo o fator de compressibilidade Z obtém-se:

$$p_1 = \rho_1 ZRT \quad (4.22)$$

Conseqüentemente,

$$-p dp = \frac{2f}{D} \rho_1^2 \omega_1^2 ZRT dx + \frac{p^2}{ZRT} g dz \quad (4.23)$$

No termo de elevação o valor da pressão p pode ser tomado como uma pressão média p_v . Da equação de continuidade e sabendo que $\omega = Q_n / A_r$:

$$\rho_1^2 \omega_1^2 = \rho_n^2 \omega_n^2 = \rho_n^2 \frac{Q_n^2}{A^2} = \frac{\rho_n^2 Q_n^2}{(\pi D^2 / 4)^2} \quad (4.24)$$

onde o subscrito n se refere às quantidades nas condições padrão de pressão $p_n \cong 1,013 \text{ kPa}$ e temperatura $T_n = 288 \text{ K}$. Conseqüentemente:

$$-p dp = \frac{32}{\pi^2} \frac{f \rho_n^2 Q_n^2}{D^5} ZRT dx + \frac{P_{av}^2}{ZRT} g dz \quad (4.25)$$

A constante do gás R pode ser relacionada à constante do ar R_{ar} da seguinte forma:

$$R = \frac{R_{ar}}{S},$$

onde S é a gravidade específica do gás.

Assim, e considerando o fator de compressibilidade Z na equação de estado igual a unidade:

$$\rho_n = \frac{p_n}{RT_n} = \frac{S p_n}{R_{ar} T_n} \quad (4.26)$$

Substituindo as equações acima na equação (4.25) tem-se que:

$$-p dp = \frac{32}{\pi^2} f \left(\frac{S p_n}{R_{ar} T_n} \right)^2 \frac{Q_n^2}{D^5} \frac{Z R_{ar}}{S} T dx + \frac{P_{av}^2 S}{Z R_{ar} T} g dz \quad (4.27)$$

ou seja:

$$-p dp = \frac{32}{\pi^2} \frac{f S Z T}{R_{ar} D^5} Q_n^2 \left(\frac{p_n}{T_n} \right)^2 dx + \frac{P_{av}^2 S}{Z R_{ar} T} g dz \quad (4.28)$$

Integrando a equação (4.28) de $x = 0, p = p_1$ a $x = l, p = p_2$, obtém-se:

$$-\left(\frac{p_2^2 - p_1^2}{2} \right) = \frac{32}{\pi^2} \frac{f S Z T}{R_{ar} D^5} Q_n^2 \left(\frac{p_n}{T_n} \right)^2 l + \frac{P_{av}^2 S}{Z R_{ar} T} g h \quad (4.29)$$

portanto:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{64}{\pi^2 R_{ar}} \frac{f S l Z T}{D^5} \left(\frac{p_n}{T_n} \right)^2 Q_n^2 + \frac{2 P_{av}^2 S}{Z R_{ar} T} g h \quad (4.30)$$

Da equação (4.30) obtém-se o vazão Q_n no gasoduto.

$$Q_n = \sqrt{\left(\frac{\pi^2 R_{ar}}{64} \right)} \times \frac{T_n}{p_n} \sqrt{\frac{\left[\left(p_1^2 - p_2^2 \right) - \frac{2 P_{av}^2 S g h}{Z R_{ar} T} \right] D^5}{f S l T Z}} \quad (4.31)$$

A equação (4.31) é a equação geral para vazão em regime permanente em um gasoduto. Considerando $h = 0$ a equação (4.31) se reduz para: [O1987], [G2001], [J2001].

$$Q_n = C \frac{T_n}{p_n} \sqrt{\frac{[(p_1^2 - p_2^2)D^5]}{f S I T Z}} \quad (4.32)$$

onde:

$$C = \sqrt{\frac{\pi^2 R_{ar}}{64}} = \text{constante}$$

Adotando R_{ar} ($Nmkg^{-1}K^{-1}$), p (Nm^{-2}), D (m), l (m) e T (K), tem-se Q_n (m^3s^{-1}).

A derivação da equação (4.32) envolve as seguintes hipóteses simplificadoras:

- a) escoamento em regime permanente;
- b) escoamento isotérmico sem a transferência de calor com o ambiente através da superfície do duto;
- c) variação da energia cinética no duto desprezível (expansão do gás desprezada);
- d) fator de compressibilidade constante ao longo do gasoduto;
- e) vigência da equação de Darcy para perda devido ao atrito ao longo do gasoduto;
- f) fator de atrito constante ao longo do gasoduto.

4.2.4 O Fator de Atrito

O fator de atrito [O1987], [GEOP1996], [G2001] é a parte mais complexa da equação de fluxo [J2001].

Experimentos indicavam que o fator de atrito dependia não só da rugosidade do duto, como também da velocidade e do diâmetro dele; mais tarde, observou-se que o fator de atrito também depende da viscosidade do fluido. Deve ser lembrado que há duas definições em uso para este fator: a de Darcy-Weisbach e a de Fanning, sendo esta última igual a um quarto da primeira [VS1978].

O uso da equação fundamental para cálculo da vazão requer a avaliação do fator de atrito. Em geral, este fator é uma função da taxa de fluxo, sendo, portanto um fator implícito na equação de vazão.

Para propósitos de determinação do fator de atrito, é usado para a caracterização do escoamento, um parâmetro adimensional, dependente das propriedades do gás, da sua velocidade e do diâmetro do gasoduto. Esse parâmetro é conhecido como número de Reynolds e é definido como:

$$\mathbf{Re} = \frac{D\omega\rho}{\mu} \quad (4.33)$$

Em termos físicos

$$\mathbf{Re} = \frac{\text{forças de inércia}}{\text{forças devido à viscosidade}}$$

Outro parâmetro que se correlaciona como fator de atrito é a rugosidade. Assim, o fator de atrito pode ser correlacionado como uma função do número de Reynolds e da rugosidade relativa do duto, que é a relação da rugosidade específica e o diâmetro do mesmo. Esta função é usualmente apresentada no Diagrama de Moody:

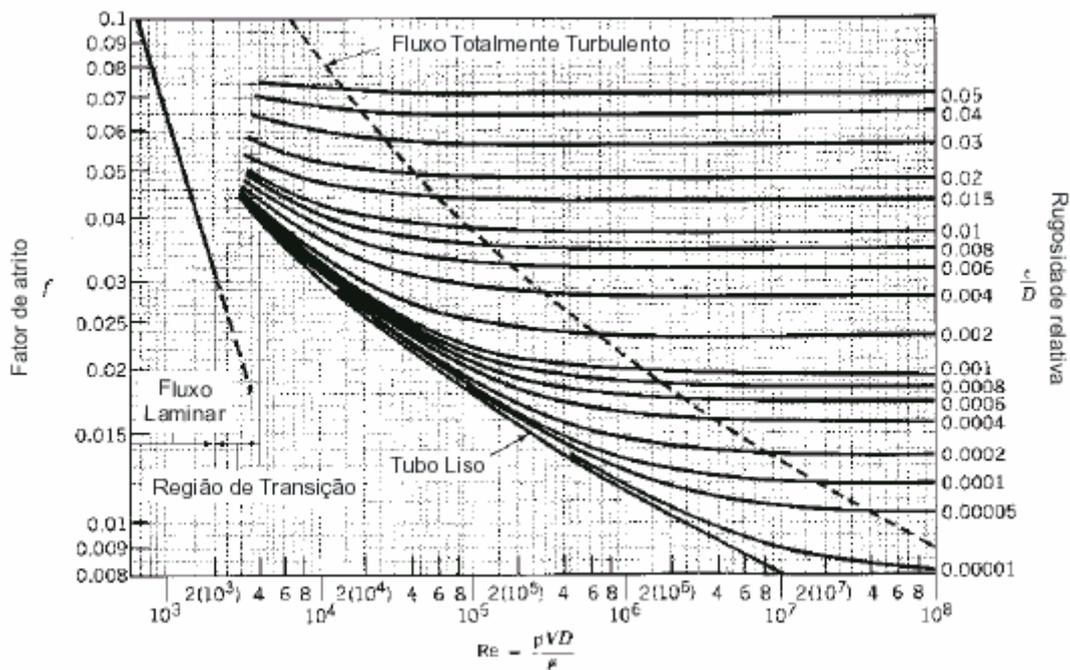


Figura 22 - Diagrama de Moody

O Diagrama de Moody é dividido em três regiões que definem as propriedades do fator de atrito: laminar, transição e totalmente turbulento [S2001], [HSK1975].

A região laminar, ou de baixo número de Reynolds, é a parte da extrema esquerda do

diagrama. Nela o fator de atrito é uma função de Re e é definido pela equação de Hagen-Poiseuille:

$$f = \frac{64}{\mathbf{Re}} \quad (4.34)$$

A região totalmente turbulenta é a parte da extrema direita do diagrama. É uma zona onde o fator de atrito depende unicamente da rugosidade relativa. Para esta região utiliza-se a equação de Nikuradse, a qual é explícita em f :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \frac{D}{\varepsilon} + 1,14 \quad (4.35)$$

Na região de tubos hidráulicamente lisos o fator de atrito depende unicamente do número de Reynolds, significando que a rugosidade relativa não tem importância física e é definido pela equação de Karman and Prandtl:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log(\mathbf{Re} \sqrt{f}) - 0,8 \quad (4.36)$$

A zona crítica entre as duas regiões de escoamento laminar e turbulento não é definida nitidamente e depende de maneira complexa, da superfície geométrica do gasoduto.

Para cobrir as possibilidades de escoamento turbulento de transição, utiliza-se a equação de Colebrook-White, que é aceita universalmente devido a sua aplicabilidade em uma larga faixa de Re e valores de rugosidade relativa e à sua precisão na caracterização do escoamento.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{2,51}{\mathbf{Re} \sqrt{f}} \right) \quad (4.37)$$

A Figura 23 apresenta o Diagrama de Moody para a equação de Colebrook-White.

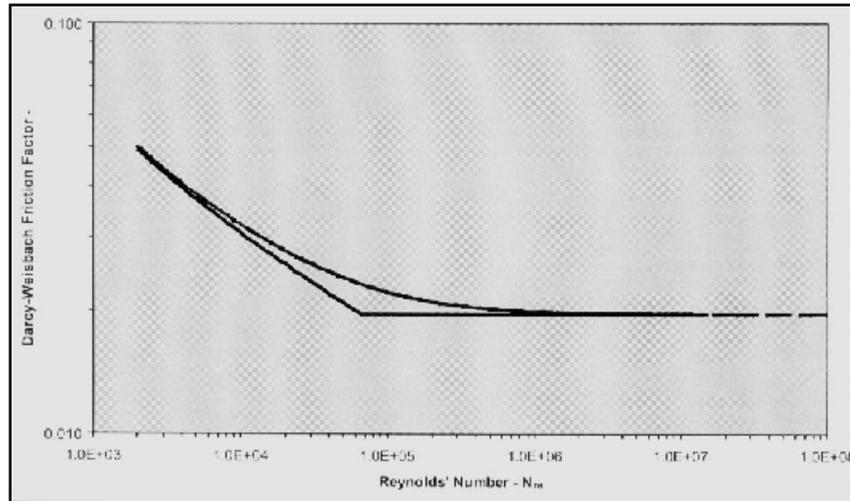


Figura 23 - Diagrama de Moody para a Equação de Colebrook-White

Deve ser observado que a equação de Colebrook-White sempre fornece um maior fator de atrito com relação às outras equações; conseqüentemente é a mais conservativa.

O fato da equação de Colebrook-White não ser explícita em f (f aparece em ambos os lados da equação), requer um método iterativo de computação e o valor do fator de atrito calculado depende em grande extensão do critério de convergência utilizado. Métodos alternativos têm sido desenvolvidos para fornecer um método explícito e conseqüentemente de mais rápida representação [S2001]. Uma discussão acerca das equações disponíveis é feita em [GF1985]. A equação de Chen, tida como a mais precisa, é apresentada a seguir:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \log \left\langle \frac{\varepsilon/D}{3,7065} - \frac{5,0452}{\text{Re}} \log \left[\frac{(\varepsilon/D)^{1,1096}}{2,8257} + \left(\frac{7,149}{\text{Re}} \right)^{0,8961} \right] \right\rangle \quad (4.38)$$

Estudos e simulações sugeriram o uso da equação de Chen ao invés da equação de Colebrook-White [S2001]. Nenhuma diferença significativa nos resultados deverá ocorrer, mas a performance da modelagem irá melhorar. Um estudo comparando fatores de atrito calculados por equações explícitas disponíveis com a equação de Colebrook-White, sugeriu que a equação de Chen [GF1985] fornece valores totalmente satisfatórios para uma grande faixa de Re e rugosidade relativa do gasoduto, fornecendo uma aproximação explícita para a equação de Colebrook. Ambas proporcionam resultados equivalentes e o máximo desvio absoluto é menor que 0,4%.

Além disso, com a inerente incerteza nos valores especificados de rugosidade do duto e a

sensibilidade da equação de Colebrook-White a essas incertezas, a exatidão da aproximação de Chen é certamente satisfatória.

A necessidade de uma equação explícita para o fator de atrito foi satisfeita e a equação de Chen é utilizada neste trabalho.

4.2.5 Equações Práticas de Escoamento

Outras equações de escoamento são utilizadas na prática, sendo todas elas modificações da equação geral. As diferenças entre elas dependem principalmente da expressão adotada para o fator de atrito f ou para o fator de transmissão $\sqrt{(1/f)}$ e da pressão de trabalho da rede de gás.

São equações simplificadas e, dependendo da equação utilizada, obtém-se resultados diferentes. Cada equação foi desenvolvida considerando condições específicas e comparada com resultados experimentais de escoamentos dentro dessas condições [O1987]. Abrangem situações de baixa, média e alta pressão.

Um fator de eficiência E foi introduzido nestas equações para representar perdas adicionais ocorridas no gasoduto, tais como as originadas por ferrugem, sujeira, solda, etc. Segundo Fenner [F2002] esse fator depende do tipo de gás, variando de 0,6 a 0,92 para gás seco sem líquido ou gás com condensado respectivamente. Para outros autores [O1987], [G2001] o fator de eficiência normalmente varia entre 0,8 e 1,0 para muitos gasodutos, o valor 1,0 representando uma eficiência de 100%, isto é, quando o gasoduto é perfeitamente limpo e liso. O valor de 0,8 se relaciona a 80% de eficiência, ou seja, o escoamento real no gasoduto será 80% do escoamento previsto, quando a equação do escoamento é usada sem o fator de eficiência. Entretanto, alguns gasodutos de aço considerados muito velhos podem ter um fator de eficiência 0,7 ou menor.

O fator de eficiência também irá variar com a taxa de fluxo, mas pode ser considerado constante, uma vez que a variação é pequena.

Na região laminar as vazões e pressões associadas são tão baixas que a introdução do fator de eficiência torna-se desnecessária.

A seguir são apresentadas algumas equações práticas.

a) Equação de Lacey: usada para redes de baixa pressão, operando entre 0-75 mbar.

$$Q_n = 5,72 \times 10^{-4} \sqrt{\left[\frac{(p_1 - p_2) D^5}{f S l} \right]} \quad (4.39)$$

$$f = 0,0044 \left(1 + \frac{12}{0,276D} \right) \quad (4.40)$$

Alternativamente, um fator de atrito igual a 0,0065 pode ser usado para todos os gasodutos, dando a Equação de Pole a seguir:

$$Q_n = 7,1 \times 10^{-3} \sqrt{\left[\frac{(p_1 - p_2) D^5}{S l} \right]} \quad (4.41)$$

Assumindo $S = 0,589$, a equação acima pode ser reescrita por:

$$p_1 - p_2 = K Q_n^2 \quad (4.42)$$

onde

$$K = 11,7 \times 10^3 \frac{l}{D^5} \quad (4.43)$$

cujas unidades são: $p(\text{mbar})$, $D(\text{mm})$, $l(\text{m})$, $Q(\text{m}^3 \text{h}^{-1})$.

Equação de Polyflo: usada para redes de média pressão operando entre 0,75-7,0 bar.

$$Q_n = 7,57 \times 10^{-4} \frac{T_n}{p_n} \sqrt{\left[\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{f S l T} \right]} \quad (4.44)$$

onde: $p(\text{bar})$.

O valor de f é dado por:

$$\sqrt{\left(\frac{1}{f} \right)} = 5,338 (\text{Re})^{0,076} E \quad (4.454)$$

A equação (4.45) pode ser rearranjada para Re e escrita como:

$$\sqrt{\left(\frac{1}{f} \right)} = 11,98 \times E \left(\frac{S Q_n}{D} \right)^{0,076}$$

Assim, adotando $T = 288 \text{ K}$ e $S = 0,589$, a equação (4.44) pode ser reescrita na forma:

$$p_1^2 - p_2^2 = KQ_n^{1,848} \quad (4.47)$$

onde

$$K = 27,24 \frac{l}{E^2 D^{4,848}} \quad (4.48)$$

b) Equação de Panhandle 'A': foi desenvolvida pela companhia americana PanHandle and Eastern Gás Co, para ser usada em gasodutos com diâmetro variando de 6 a 24 polegadas e Re variando entre 5.000.000 a 14.000.000 [G2001]. É usada para redes de alta pressão operando acima de 7,0 bar: [O1987]

$$Q_n = 7,57 \times 10^{-4} \frac{T_n}{P_n} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{f S I T Z}} \quad (4.49)$$

onde: p (bar).

O fator de atrito é dado por:

$$\sqrt{\left(\frac{1}{f}\right)} = 6,872 (\mathbf{Re})^{0,073} E \quad (4.50)$$

Adotando $T = 288 K$, $S = 0,589$ e $Z = 0,95$, a equação (4.49) pode ser reescrita por:

$$p_1^2 - p_2^2 = KQ_n^{1,854} \quad (4.51)$$

onde:

$$K = 18,43 \frac{l}{E^2 D^{4,854}} \quad (4.52)$$

A equação de Panhandle "A" quando usada com fator de eficiência igual a 90% é uma razoável aproximação para a região parcialmente turbulenta.

Conhecendo-se a equação que rege o fluxo de gás nos gasodutos, é possível formular métodos de cálculo para sua determinação.

Se a rede for radial, o problema de cálculo é direto, sendo possível o cálculo das vazões nos gasodutos e das pressões nos nós com recursos pouco exigentes. No caso de rede malhada, o cálculo se torna bastante complexo, sendo necessário algoritmos mais sofisticados.

A equação fundamental da vazão e as equações práticas podem ser escritas numa forma

geral. Para qualquer gasoduto k , a equação de vazão do nó i para o nó j é expressa por:

$$\phi[(Q_n)_k] = K_k (Q_n^m)_k \quad (4.53)$$

Sendo a função de vazão igual à queda de pressão Δp_k no gasoduto, escreve-se:

$$\phi[(Q_n)_k] = K_k (Q_n^m)_k = p_i - p_j = \Delta p_k \quad (4.54)$$

para baixa pressão, e:

$$\phi[(Q_n)_k] = K_k (Q_n^m)_k = p_i^2 - p_j^2 = \Delta P_k \quad (4.55)$$

para média e alta pressão.

Como pode ser observado, o expoente m varia em função da pressão de trabalho e da equação de vazão utilizada.

Para a equação de vazão utilizada neste trabalho, tomou-se a equação fundamental de fluxo (4.32) e substituiu-se os seguintes valores:

$$T_n = 288 \text{ K};$$

$$p_n = 10^5 \text{ Pa};$$

$$T = 293 \text{ K};$$

$$R_{ar} = 287 \text{ J / kg / K}.$$

Para os valores de S e Z foram utilizados valores informados pela TBG. A compressibilidade é calculada em função dos dados de pressão, temperatura e composição do gás e utiliza-se a norma AGA 8 [BBOSM2003]. Ela varia de 0,9979 (1,033 kgf/cm²) a aproximadamente 0,6 (100 kgf/cm²), sendo utilizado neste trabalho o fator de atrito referente à pressão de 100 kgf/cm², ou seja, 0,6. Para a gravidade relativa o valor adotado é de $S = 0,635$.

Obtém-se, portanto, a equação de vazão na forma abaixo:

$$\Delta P = 2,9 \times 10^5 \left(\frac{l \cdot f}{D^5} \right) Q_n^2 \quad (4.56)$$

A equação de Chen (4.38) é então utilizada na equação (4.56) para o se calcular o fator de atrito.

Os valores de rugosidade do gasoduto, viscosidade e densidade do gás utilizados neste trabalho são fornecidos pela TBG. São eles:

$$\begin{aligned}\varepsilon &= 1,8 \times 10^{-2} \text{ mm} \\ \omega &= 1,1972 \text{ Ns / m}^2 \\ \rho &= 0,8 \text{ kg / m}^3\end{aligned}$$

As equações (4.54) e (4.55) podem ser reescritas para baixa pressão (4.57) e média e alta pressão (4.58):

$$\phi'(\Delta p_k) = (Q_n)_k = \left(\frac{\Delta p_k}{K_k} \right)^{1/m} \quad (4.57)$$

$$\phi'(\Delta P_k) = (Q_n)_k = \left(\frac{\Delta P_k}{K_k} \right)^{1/m} \quad (4.58)$$

sendo,

$\phi'(\Delta p_k)$ e $\phi'(\Delta P_k)$ as funções de queda de pressão.

Levando-se em consideração a direção do escoamento no gasoduto, as equações (4.57) e (4.58) são reescritas na forma:

$$(Q_n)_k = s_{ij} \left(\frac{s_{ij}(p_i - p_j)}{K_k} \right)^{1/m} \quad (4.59)$$

$$(Q_n)_k = s_{ij} \left(\frac{s_{ij}(p_i^2 - p_j^2)}{K_k} \right)^{1/m} \quad (4.60)$$

onde:

$$\begin{aligned}s_{ij} &= 1 \quad \text{se } p_i > p_j \\ s_{ij} &= -1 \quad \text{se } p_i < p_j\end{aligned}$$

As soluções para estas equações são baseadas nas duas leis de Kirchhoff.

Baseando-se na primeira lei tem-se a formulação nodal. A equação genérica para os nós é:

$$L = A_1 \times Q \quad (4.61)$$

As quedas de pressão nos gasodutos podem ser relacionada com as pressões nos nós pela expressão:

$$\Delta P = -A^T \times P \quad (4.62)$$

Da equação (4.58):

$$Q = \phi'(\Delta P) \quad (4.63)$$

e substituindo ΔP pela equação (4.62), a equação (4.63) se torna:

$$Q = \phi'(-A^T \times P) \quad (4.64)$$

e de (4.61):

$$L = A_1 [\phi'(-A^T \times P)] \quad (4.65)$$

Resolvendo a equação (4.65) por um método iterativo, obtém-se as pressões nos nós.

Seguindo a segunda lei de Kirchhoff, para se chegar na formulação de malhas, pode-se escrever que:

$$B \cdot \Delta P = 0 \quad (4.66)$$

Da equação $\phi(Q_k) = \Delta P_k$:

$$\Delta P = \phi(Q) \quad (4.67)$$

Substituindo ΔP em (4.66):

$$B[\phi(Q)] = 0 \quad (4.68)$$

Resolvendo a equação (4.68) por um método iterativo, obtém-se os valores de fluxo nos ramos.

Apesar de que alguns autores utilizam simplificações para a equação de fluxo conforme o nível de pressão [O1987], [G2001], neste trabalho é usada a equação de Chen, uma vez que, mesmo utilizando as equações simplificadas, não se exclui o problema da não-linearidade. Desta forma, consegue-se uma precisão maior nos resultados dos fluxos de gás. Os resultados dos fluxos na rede derivados da equação simplificada de Panhandle encontram-se no Anexo I.

4.3 MÉTODOS DE SIMULAÇÃO DE ANÁLISE DE REDES EM REGIME PERMANENTE

Vários métodos de simulação do escoamento de gás em redes podem ser utilizados [GM1971], [K1987], [GP1975], [C1996], tais como, Newton-Nodal, Newton-Loop e uma combinação dos dois métodos designados Newton Loop-Nó, cuja formulação faz uso das equações de nó e de malha da rede. Este último é o método adotado neste trabalho, devido a sua boa característica de convergência.

4.3.1 Método Newton Loop-Nó

Este método resolve essencialmente o conjunto de equações de malha dado por [O1987]:

$$F(q) = B[\phi(Q)] \quad (4.69)$$

Considere a Figura 24 como sendo o grafo representativo de uma rede de gasodutos.

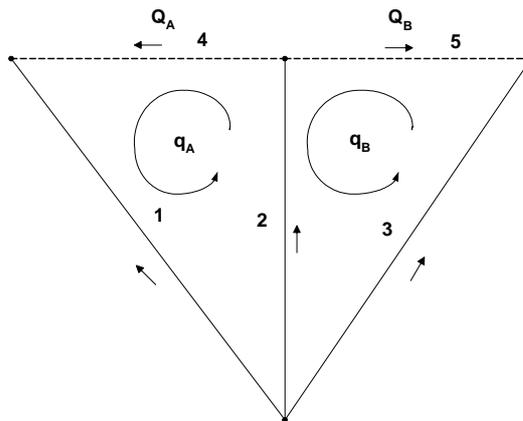


Figura 24 - Grafo representativo de rede

Qualquer conjunto de arestas que interliga todos os vértices do grafo sem formar nenhuma malha denomina-se *árvore*. Um grafo pode conter diversas árvores. Para o grafo acima tem-se, por exemplo, as *árvores*: arestas (1,2,3), ou (2,4,5), ou (4,2,3), ou (4,5,3), dentre outras.

O número de arestas de uma *árvore* é sempre igual ao número de vértices menos 1. Uma vez definida a árvore de um grafo, as arestas restantes são chamados de *cordas*. As *cordas* podem estar ou não ligadas entre si, enquanto as arestas de uma *árvore* estão sempre ligados entre si. Para as *árvores* definidas acima, tem-se as correspondentes *cordas*: (4,5), (1,3), (1,5) e (1,2).

O número de cordas em um grafo de rede é igual ao número de malhas que deverão ser

definidas na rede. Portanto, na rede mostrada, tem-se duas malhas, que podem ser A e B , com seus respectivos fluxos q_A e q_B .

Ao se iniciar o método Newton Loop-Nó, devem ser definidas as arestas *árvore* e as arestas *cordas* do grafo representativo da rede.

O processo consiste em definir um conjunto de malhas, nas quais os fluxos são coincidentes com os fluxos nas arestas escolhidas como *cordas*.

Sendo a vazão em uma malha idêntico à vazão de uma *corda* em particular, como no caso do grafo acima, onde $q_A = Q_A$ e $q_B = Q_B$, a equação (4.69) pode ser reescrita na seguinte forma:

$$F(Q_c) = B[\phi(Q)] \quad (4.70)$$

O conjunto de equações de malha (4.69) é simplesmente uma representação matemática da segunda lei de Kirchhoff, a qual estabelece que a soma das quedas de pressão ao longo de uma malha é igual a zero. As quedas de pressão são dadas pelo termo $\phi(Q)$ e a matriz de incidência ramo-malha B define as arestas em cada malha. O termo $F(Q_c)$ é o conjunto de erros de malha, que são iguais a zero quando os verdadeiros valores de Q são conhecidos.

A solução das equações (4.69) dará as vazões nas malhas, os quais, neste caso, serão as vazões nas *cordas*. As vazões nas arestas da *árvore* podem ser obtidos a partir das vazões nas *cordas* sem conhecimento de quais arestas estão associados a uma malha em particular.

A equação (4.61) pode ser particionada em elementos da *árvore* e das *cordas*, e é então, escrita na forma:

$$L = [A_{1t} | A_{1c}] \begin{bmatrix} Q_t \\ Q_c \end{bmatrix} \quad (4.71)$$

Sendo assim, a equação (4.71) pode ser reescrita como:

$$L = A_{1t} Q_t + A_{1c} Q_c \quad (4.72)$$

Resolvendo para Q_t ,

$$Q_t = A_{1t}^{-1} (L - A_{1c} Q_c) \quad (4.73)$$

A equação (4.73) mostra que se os fluxos nas cordas forem conhecidos, é possível obter-se os fluxos na árvore a partir deles.

No entanto, o Método Loop-Nó não resolve as equações de malha (4.72). Estas equações são transformadas em um conjunto equivalente de equações nodais que são resolvidas fornecendo as pressões nos vértices, que passa-se a chamar de nós. Tais pressões são usadas para calcular as correções nos fluxos das *cordas*, para que, a partir deles, sejam calculados os fluxos na *árvore*. O processo é repetido iterativamente até que a solução correta seja encontrada. As arestas da rede passa-se a chamar de ramos.

A transformação de um conjunto de equações de malha em um conjunto de equações nodais é obtida através da expansão do termo $\phi(Q)$ por série de Taylor para a aproximação de primeira ordem:

$$\phi(Q)^{k+1} = \phi(Q + \Delta Q)^k \cong \phi(Q)^k + R^k \Delta Q^k \quad (4.74)$$

Para duas iterações sucessivas quaisquer k e $k+1$, tem-se:

$$Q^{k+1} = Q^k + \Delta Q^k = (Q + \Delta Q)^k \quad (4.75)$$

O termo R é dado por:

$$R = \frac{\partial \phi(Q)}{\partial Q} = \begin{bmatrix} \frac{d\phi_1}{dQ_1} & & & & \\ & \frac{d\phi_2}{dQ_2} & & & \\ & & \ddots & & \\ & & & \frac{d\phi_{n_r}}{dQ_{n_r}} & \end{bmatrix} \quad (4.76)$$

onde ϕ_k representa $\phi_k(Q_k)$.

A matriz R pode ser particionada e reescrita na forma:

$$R = \begin{bmatrix} R_t & 0 \\ 0 & R_c \end{bmatrix}$$

onde:

R_t = matriz diagonal cujos elementos são valores de R para todos os ramos *árvore*,

R_c = matriz diagonal cujos elementos são valores de R para todos os ramos *corda*.

A diagonal é portanto a derivada primeira de $\phi_k(Q_k)$ com relação a Q_k . Para qualquer ramo k

temos da equação (4.55) que:

$$\phi_k(Q_k) = s_k K_k (S_k Q_k)^m \quad (4.77)$$

Conseqüentemente, a diagonal de R para o ramo k é dada por:

$$R_{kk} = \frac{d\phi_k}{dQ_k} = m s_k K_k (s_k Q_k)^{m-1} s_k \quad (4.78)$$

$$= m K_k (s_k Q_k)^{m-1} \quad (\text{já que } s_k s_k = +1)$$

$$= m K_k |Q_k|^{m-1} \quad (\text{já que } s_k Q_k = |Q_k|)$$

A diagonal da matriz R será sempre positiva.

Da equação (4.67)

$$\Delta P = \phi(Q) \quad (4.79)$$

Substituindo ΔP por $\phi(Q)$ na equação (4.74), obtém-se:

$$\Delta P^{k+1} = \Delta P^k + R^k \Delta Q^k \quad (4.80)$$

De onde tira-se:

$$\Delta Q^k = (R^k)^{-1} (\Delta P^{k+1} - \Delta P^k) \quad (4.81)$$

Da equação (4.67):

$$\Delta P = -A^T \times P \quad (4.82)$$

substituindo $-A^T P^{k+1}$ por ΔP^{k+1} na equação (4.81), chega-se em:

$$\Delta Q^k = (R^k)^{-1} (-A^T P^{k+1} - \Delta P^k) \quad (4.83)$$

Considere a equação nodal particionada (4.72). As cargas L são fixas e a cada iteração o balanço de fluxo é mantido em cada nó. Portanto, para duas iterações sucessivas k e $k+1$:

$$L = A_{1t} Q_t^k + A_{1c} Q_c^k = A_{1t} Q_t^{k+1} + A_{1c} Q_c^{k+1} \quad (4.84)$$

Substituindo Q^{k+1} da equação (4.75) na equação (4.84) tem-se que:

$$A_{1t}Q_t^k + A_{1c}Q_c^k = A_{1t}(Q_t^k + \Delta Q_t^k) + A_{1c}(Q_c^k + \Delta Q_c^k) \quad (4.85)$$

Rearranjando e simplificando a equação (4.85) ela se torna:

$$\begin{aligned} A_{1t}\Delta Q_t^k + A_{1c}\Delta Q_c^k &= 0 \\ A_1\Delta Q^k &= 0 \end{aligned} \quad (4.86)$$

Substituindo ΔQ^k da equação (4.83) na equação (4.85) encontra-se:

$$A_1(R^k)^{-1}(-A^T P^{k+1} - \Delta P^k) = 0 \quad (4.87)$$

Os nós de referência com pressões conhecidas podem ser separados dos nós de carga cujas pressões são desconhecidas, pela partição da matriz $A^T P$:

$$A^T P = \begin{bmatrix} A_1^T & A_2^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} = A_1^T P_1 + A_2^T P_2 \quad (4.88)$$

$$\dim P_1 = n_1 \times 1,$$

$$\dim P_2 = n_2 \times 1,$$

$$\dim A_1 = n \times n_1,$$

$$\dim A_2 = n \times n_2.$$

Substituindo $A^T P$ da equação (4.88) na equação (4.87) tem-se:

$$A_1(R^k)^{-1}(-A_1^T P_1^{k+1} - A_2^T P_2 - \Delta P^k) = 0 \quad (4.89)$$

As pressões dos nós de referência são fixadas e não se alteram durante o processo iterativo. Rearranjando a equação (4.89):

$$-A_1(R^k)^{-1}A_1^T P_1^{k+1} = A_1(R^k)^{-1}(\Delta P^k + A_2^T P_2) \quad (4.90)$$

A expressão $-A_1(R^k)^{-1}A_1^T$ é a matriz nodal Jacobiana J . Assim, a equação (4.90) pode ser reescrita como:

$$J^k P_1^{k+1} = A_1 (R^k)^{-1} (\Delta P^k + A_2^T P_2) \quad (4.91)$$

A matriz Jacobiana é quadrada e simétrica. Ela é formada por n_1 linhas e n_1 colunas. Cada elemento diagonal está associado a um nó particular e consiste da soma dos termos R_{kk}^{-1} para todos os ramos conectados a este nó. Como o valor de R_{kk}^{-1} é sempre positivo, a diagonal de J será sempre positiva. Cada elemento fora da diagonal está associado à conexão entre dois nós e consiste do termo R_{kk}^{-1} para o ramo que conecta estes nós. Estes elementos são sempre negativos. Caso não haja conexão entre dois nós, o elemento fora da diagonal correspondente é igual a zero.

O conjunto de equações nodais (4.91) é resolvido dando o vetor de pressões nodais P_1 .

As correções nos fluxos das *cordas* são calculadas usando a parte de *cordas* da equação (4.83):

$$\Delta Q_c^k = (R_c^k)^{-1} (-A_c^T P^{k+1} - \Delta P_c^k) \quad (4.92)$$

onde:

$$\dim \Delta P_c = k' \times 1$$

Os novos valores dos fluxos nas *cordas* são então dados pela equação (4.75):

$$Q_c^{k+1} = Q_c^k + \Delta Q_c^k \quad (4.93)$$

Os novos fluxos na *árvore* Q_t^{k+1} são obtidos pela equação (4.73) e são usados na próxima iteração das equações (4.91). O processo é repetido até que as correções para os fluxos nas *cordas* sejam menores que uma tolerância especificada.

Uma vantagem deste método com relação ao Método Newton-Loop está no fato de que a solução de equações nodais não requer que as malhas da rede sejam explicitamente definidas, além dele manter as boas características de convergência do método Newton-Loop.

A partir deste método, que determina os fluxos de gás em cada segmento de duto, tem-se disponível uma ferramenta semelhante à de fluxo de potência em redes elétricas. Dado que as metodologias usadas na tarifação da transmissão de energia elétrica necessitam de um programa de cálculo de fluxo na rede, é possível aplicar estas metodologias para a rede de gás. Esta análise é feita na sessão 4.5, enquanto que na sessão 4.4 é feita uma avaliação da metodologia de tarifação vigente para a rede de gás.

A seguir encontra-se o fluxograma para o método Newton Loop-Nó.

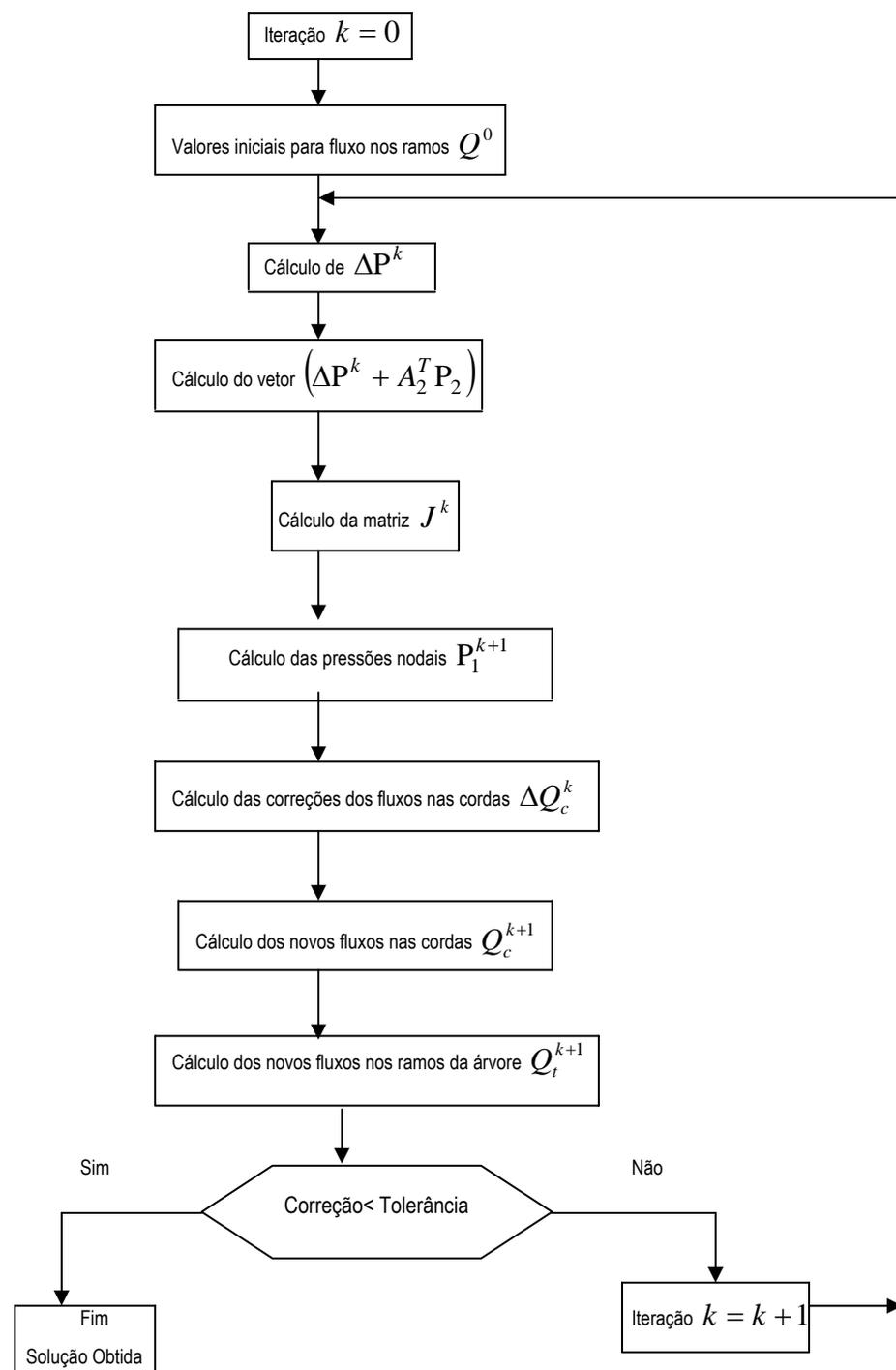


Figura 25 - Fluxograma para o Método Newton Loop-Nó

4.3.2 Simulação de Compressores na Rede

O método e o algoritmo apresentados para simulação de redes de gás se relaciona a redes consistindo em somente gasodutos interligados. Entretanto, se a rede também inclui outros elementos como válvulas e compressores, a simulação das propriedades da rede requer modificação dos algoritmos usados para a simulação das redes sem estes elementos [O1987].

Para a simulação das redes com estes elementos as variáveis mais importantes associadas com os compressores são o fluxo através dos compressores e suas pressões de entrada e saída.

As estações compressoras são representadas por um par de nós auxiliares: o nó de entrada e o nó de saída. Aplicando-se o método Newton Loop-Nó, como descrito na sessão anterior, fazendo um corte entre os nós auxiliares e assumindo o nó de saída como um nó de referência, então os valores de P_1 podem ser calculados pela seguinte equação:

$$-A_1(R^k)^{-1}A_1^T P_1^{k+1} = A_1(R^k)^{-1}(\Delta P^k + A_2^T P_2) \quad (4.94)$$

e a variação do fluxo nas cordas pela equação:

$$\Delta Q_c^k = (R_c^k)^{-1}(-A_c^T P^{k+1} - \Delta P_c^k) \quad (4.95)$$

As equações restantes usadas no método Newton Loop-Nó permanecem inalteradas.

Este método pode ser aplicado para a simulação de uma rede em regime permanente incluindo vários compressores, sendo que a pressão pré-estabelecida é a pressão de saída.

Como exemplo, considere a rede da Figura 26, na qual o nó 3 representa um compressor, o nó 1 representa a fonte de gás e os demais nós de carga:

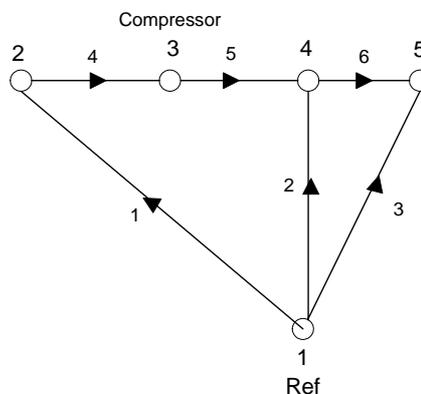


Figura 26 – Rede de gás com compressor

A matriz de incidência ramo-nó da rede é dada por:

$$A = \begin{pmatrix} -1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.96)$$

Criando um par de nós auxiliares e fazendo um corte entre eles, a rede passa a ter a seguinte configuração:

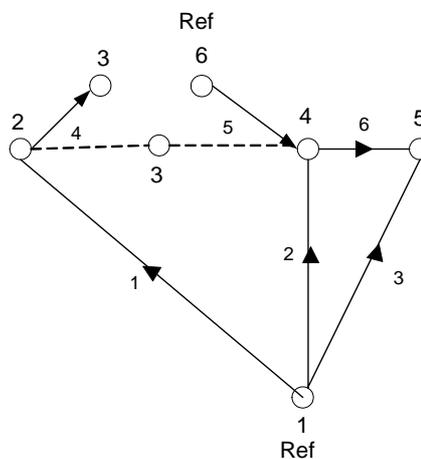


Figura 27 – Rede de gás seccionada

A matriz de incidência ramo-nó A^* para a rede seccionada, utilizada nas equações (4.94) e (4.95), juntamente com a matriz A será:

$$A^* = \begin{pmatrix} -1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \end{pmatrix} \quad (4.97)$$

Tem-se, portanto, duas configurações da rede com suas respectivas matrizes de incidência ramo-nó e as equações (4.90) e (4.91) se transformam nas equações (4.94) e (4.95).

4.4 TARIFAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EM USO NO SISTEMA BRASILEIRO

O estabelecimento das tarifas de transporte do gás natural no Brasil se diferencia conforme a origem do produto. Para o gás importado, as tarifas são negociadas entre as partes, cujas metodologias de cálculo são apresentadas no Concurso Aberto, podendo a ANP arbitrar valores em casos de conflito. (artigo 58 da Lei nº 9478). No caso do gás nacional, vale o artigo 58, mas a ANP define tarifas por Estados, na Portaria ANP 045 de 09/04/02, cujos valores são as já mencionadas Tarifas de Transporte de Referência.

Conforme mencionado no Capítulo 2, a metodologia para determinação das tarifas baseou-se no conceito de custos fixos e variáveis, onde os custos fixos não variam com o volume transportado, ficando atribuídos à capacidade contratada pelo carregador, uma vez que esta corresponde à reserva de utilização da capacidade do gasoduto, e os custos variáveis são atribuídos ao volume transportado.

No cálculo é feita a introdução progressiva da distância, procurando, dessa forma, a redução dos subsídios cruzados e o aumento da eficiência na utilização da rede de transporte.

Sendo a capacidade e a distância os principais determinantes dos custos fixos como resultado do investimento realizado, a demanda total de transporte fica expressa pelo *momento de capacidade de transporte*, definido como o somatório dos produtos da capacidade pela distância a ser percorrida pelo gás, conforme equação (4.98) e Figura 28. Aqui é importante salientar que a capacidade não está diretamente atrelada ao diferencial de pressão do gasoduto, e sim é uma quantidade definida publicamente pelo agente transportador, certamente com base em uma condição padrão de operação.

$$MC = \sum_i^{ne} \sum_j^{np} C_{ij} \times d_{ij} \quad (4.98)$$

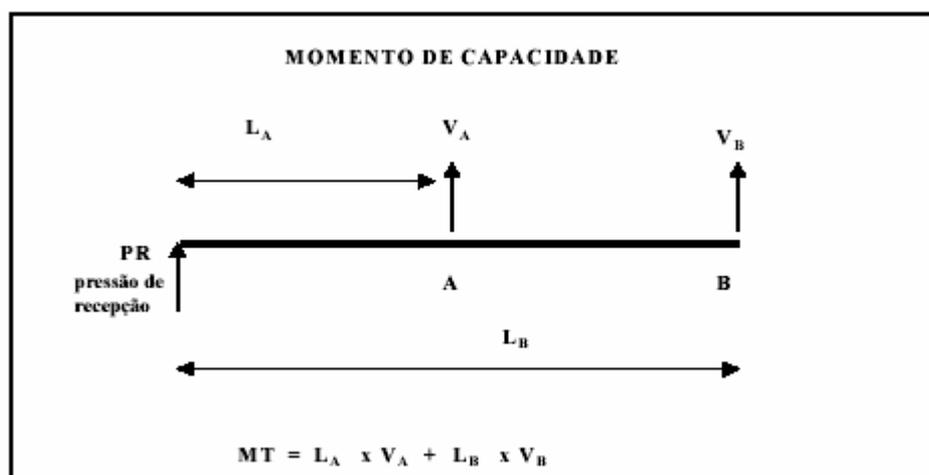


Figura 28 - Representação do Momento de Capacidade

Há basicamente duas metodologias para aplicar tarifas baseadas na distância: tarifas ponto a ponto e tarifas zonais.

a) Tarifas Ponto a Ponto

Essa metodologia resulta no cálculo de um custo unitário por $m^3.km$, que é aplicado ao transporte entre cada ponto de recepção e entrega. Para cada carregamento é cobrado do usuário uma tarifa por m^3 dada pelo produto da distância entre os pontos de entrega e recepção (km) e o custo unitário (R\$/ m^3/km). Desse modo, a tarifa entre o ponto de recepção (x) e o ponto de entrega (y) é obtida da seguinte forma:

$$Tarifa_{xy} = Custo\ Unitário \times d_{xy} \quad (R\$/m^3) \quad (4.99)$$

onde d_{xy} é a distância entre x e y.

b) Tarifas Zonais

A região atendida pelo gasoduto é dividida em zonas tarifárias dentro das quais as tarifas têm o mesmo valor. A capacidade contratada de uma zona é o somatório das capacidades dos pontos de entrega desta zona. É necessário encontrar o *centro de carga* da zona, que é definido pelo cálculo da *distância média de capacidade*, que é a média ponderada das distâncias percorridas pelo gás pelas capacidades contratadas em cada ponto, ou seja, é a relação entre o momento de capacidade total da zona e o somatório das capacidades contratadas:

$$DC = \frac{MC}{CT} \quad (4.100)$$

A receita total será então o somatório das tarifas multiplicadas pelos volumes contratados, que resulta:

$$RecTotal\ Fixa = \sum Tarifa \times Volume = \sum Custo\ unitário \times Distância \times Volume$$

$$RecTotal\ Fixa = \sum Custo\ unitário\ capacidade \times Momento\ de\ Capacidade$$

A receita variável é semelhante, porém é aplicada ao *momento de movimentação*, que é calculado da mesma maneira, porém utilizando os volumes efetivamente movimentados:

$$\text{RecTotal Var} = \sum \text{Custo unitário movimentação} \times \text{Momento de Movimentação}$$

Para um período de avaliação, o valor presente da receita gerada deve ser igual ao valor presente das saídas de caixa, definidas como os custos fixos, os custos variáveis, os custos de investimento, e os impostos. Ocorre, também, receita para o fluxo de caixa com os valores residuais dos gasodutos após o período de avaliação.

Na aplicação da metodologia, conforme a Nota Explicativa da Portaria 108 da ANP, foram considerados:

- todos os gasodutos existentes de transporte e com licença de operação;
- custos de reposição estimados por um valor definido em US\$/pol.m;
- custos fixos sendo 3% do custo de reposição;
- custos variáveis desprezíveis, por não haver compressão do gás no sistema;
- depreciação dada pela Tabela de Ross-Heidecke, considerando 30 anos como a vida útil do gasoduto, e estado de conservação razoável;
- Imposto de Renda (25%), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (9%), PIS (0,65%) e Cofins (3%);
- câmbio de 1,80 R\$/US\$.

O custo de investimento de cada gasoduto, variável muito importante, foi avaliado pela ANP com base no seu custo de reposição, que não refletiu a exatidão que se desejava, por isso optou-se pela abordagem de somar todos os investimentos e chegar a um único custo unitário, diluindo as possíveis imprecisões ou discrepâncias. Esta premissa foi válida também para as demais variáveis, e consistente com o cenário de uma única operadora, que certamente deve ter concebido os projetos visando o atendimento do País como um todo. Assim, para chegar ao custo unitário único foi preciso somar todos os momentos de capacidade, chegando ao *gasoduto fictício único*, que representa a malha brasileira.

O custo unitário único foi calculado com o modelo de fluxo de caixa descontado, para 20 anos, taxa de retorno de 15%, com as entradas e saídas adequadas (custos, impostos, valores residuais, e outros), chegando-se ao valor de 0,1113 R\$ / (mil m³.km) que ocasiona um Valor Presente Líquido igual a zero para o fluxo de caixa.

A referência [F2002] mostra que, fazendo a separação das malhas no cálculo, ter-se-ia custos unitários diferentes em cada uma, fruto dos investimentos e momentos de capacidade distintos.

Continuando a análise, de posse do custo unitário a ANP passou para a abordagem de zonas tarifárias, definindo cada Estado da União como uma zona. Para chegar na distância média de cada um foi utilizada a movimentação efetiva de gás de 1999, informada pela Petrobras, já que não se dispunha das capacidades contratadas, ou seja, ao invés de distância média de capacidade conforme pede a metodologia, foi utilizada a *distância média de movimentação*, dada por:

$$DeqEstadual = \frac{\sum d_i \times V_i}{\sum V_i} \quad (4.101)$$

O termo $(d_i \times V_i)$ é denominado *Momento de Movimentação ou Momento de Transporte*.

Observa-se que a depender do volume movimentado a distância média muda.

A tarifa de cada zona *integralmente* proporcional à distância é o produto do custo unitário pela distância média ao seu centro de carga, ou seja:

$$\text{Tarifa Estadual (100\%)} = \text{Custo Unitário} \times \text{Deq Estadual} \quad (4.102)$$

Visando uma incorporação gradativa da tarifa por distância, visto que alguns Estados ficariam com Tarifas muito altas em relação a outros, ficou estabelecida na Portaria 108/00 sua utilização com 30%, ficando 70% relativo ao custo unitário de 0,1113 R\$/ (mil m³.km), cujos resultados resumidos por Estado estão apresentados na Tabela 2, com as tarifas que passaram a vigorar:

$$\text{Tarifa Estadual (30\%)} = \text{Tarifa Média} \times 0,7 + \text{Tarifa Estadual (100\%)} \times 0,3 \quad (4.103)$$

Tabela 2 – Tarifas estaduais de transporte de gás - Portaria 108/00 da ANP

TARIFAS ESTADUAIS - PORTARIA 108 ANP - JUN/2000						FONTES : ANP
VÁLIDAS A PARTIR DE 01/07/2000						
ESTADO	VOLUME 1999 m3/dia	Momento Transp. km * m3/dia	Dist. Média km	Custo Unitário R\$/ (mil m3.km)	Tarifa Ref. 100% R\$/mil m3	Tarifa Ref. 30% R\$/mil m3
CEARÁ	173720	42309068	244	0,1113	27,10	22,13
RIO G. NORTE	100601	13994604	139	0,1113	15,48	18,67
PARAÍBA	123105	35823441	291	0,1113	32,38	23,74
PERNAMBUCO	580466	234516141	404	0,1113	44,96	27,51
SERGIPE	23397	1707151	73	0,1113	8,12	16,46
BAHIA	3745943	316523201	84	0,1113	9,40	16,84
ESP. SANTO	603341	50223361	83	0,1113	9,26	16,80
RIO DE JANEIRO	3054782	300736971	98	0,1113	10,96	17,31
SÃO PAULO	3105419	925500000	298	0,1113	33,16	23,97
MINAS GERAIS	758701	283263257	373	0,1113	41,55	26,49
BRASIL	12269476	2204597195	180	0,1113	20,03	20,03

Novamente, a referência [F2002] mostra que, caso se optasse por separar as malhas, ter-se-ia tarifas diferentes para cada região. Apesar de cada Estado permanecer com sua Tarifa de Transporte de Referência Individual de 100%, a tarifa média da região seria diferente com relação à do Brasil, podendo ser maior ou menor. Assim, recebendo a ponderação de 30%, os 70% restantes incidem sobre um valor médio diferente, levando a tarifas distintas. Pode-se observar na referência citada, que o Nordeste ficaria com tarifas menores, enquanto que o Sudeste teria tarifas maiores.

Com estes valores de volumes movimentados e tarifas (30%) apresentados na Tabela 2, a arrecadação é de 89,65 milhões R\$/ano, que representa 61% de 146,82 milhões R\$/ano, valor definido pela ANP como necessário para igualar o Valor Presente Líquido a zero com taxa interna de 15% ao ano [SCG/ANP2002b].

Após a edição da Portaria 045/02, a variável *distância* passou a ter um peso de 60% e os valores atualmente em vigor se encontram na tabela abaixo:

Tabela 3 – Tarifas estaduais de transporte de gás - Portaria 045/02 da ANP

Estado	R\$/mil m ³
Ceará	26,94
Rio Grande do Norte	19,20
Paraíba	30,46
Pernambuco	38,84
Alagoas	0,0
Sergipe	14,29
Bahia	15,15
Espírito Santo	15,05
Rio de Janeiro	16,18
São Paulo	30,98
Minas Gerais	36,56
Média	22,20

É importante observar que esta metodologia de tarifação é voltada para redes radiais e não representa o uso real da rede de gasoduto.

4.5 METODOLOGIAS PROPOSTAS PARA A TARIFAÇÃO DO TRANSPORTE DE GÁS

Nesta sessão são apresentadas as metodologias utilizadas na rede de transmissão transpostas para a rede de gás.

4.5.1 Selo Postal

Este método faz o rateio do custo total de investimento do gasoduto em função da quantidade de gás retirado na rede. Desta forma, a tarifa $T(u)$ do agente u é:

$$T(u) = RPT \times \frac{dg(u)}{dt} \quad (4.104)$$

O consumo de gás nas condições padrão para cada MW de potência gerada é de 215 m³/h. Por exemplo, considerando usinas térmicas de 10 MW de potência gerada, tem-se 2,15 Mm³/h de gás consumido para cada agente. No caso de uma usina de 800 MW o consumo é de 172 Mm³/h.

4.5.2 Gás-Milha

Uma aproximação similar ao caso da transmissão pode ser aplicada à rede de gás. Uma linearização em torno de um ponto de operação foi feita, calculando-se a variação no fluxo de gás nos gasodutos, causada por uma injeção de 1 Mm³/h de gás. Para um agente u representado por uma injeção de gás no nó i e uma retirada no nó j , a variação do fluxo de gás, ΔQ , em cada gasoduto pode ser determinada considerando-se o caso com e sem a transação, usando-se a equação (4.56) no Método Newton Loop-Nó. Com tal procedimento, calcula-se a sensibilidade do fluxo de gás em cada gasoduto, que multiplicado pelo seu custo unitário dá um valor de tarifa por volume de gás retirado para o respectivo gasoduto. A somatória deste produto dá o valor da tarifa para cada agente, considerando a barra de retirada. Ou seja, a tarifa T_{ij} do agente (i) retirando gás do barramento (j) é:

$$T_{ij} = \sum_{k=1}^{n_r} (\Delta Q(k) \times CUR(k)) \quad (4.105)$$

O custo unitário do ramo, CUR , compreende os custos unitários do gasoduto e dos compressores existentes no mesmo. Sendo assim tem-se:

$$CUR = \frac{\text{custo de investimento do gasoduto} + \text{custo do compressor}}{\text{menor capacidade}} \quad (4.106)$$

Para o denominador adota-se a menor das capacidades referentes às capacidades de transporte do gasoduto e do compressor.

4.5.3 Gás-Nodal

O valor de β_{kj} representa, para a rede de gás, a variação no fluxo através do gasoduto k causada pela injeção de 1 Mm^3 de gás no nó j . Um nó de referência também deve ser escolhido para se construir a matriz Beta de todas as sensibilidades β . Todas as sensibilidades estão relacionadas ao caso base com todas as transações incorporadas.

Desta forma, β é calculado pela expressão:

$$\beta_{kj} = \frac{Q_{fn(k)} - Q_{in(k)}}{1\text{Mm}^3_{(j)}} \quad (4.107)$$

De forma similar à transmissão de energia, baseado na matriz Beta, nos custos unitários e no custo total da rede (receita), calcula-se o valor das tarifas pagas pelo carregador e pelo consumidor, considerando 50% da receita para cada uma das partes.

As tarifas de consumidor e carregador para o agente i são calculadas pelas equações (4.108) e (4.109) respectivamente.

$$Tc(i) = \frac{R' + \sum_{j=1}^n \sum_{l=1}^{n_r} (\beta_{li} - \beta_{lj}) \times (CUR(l)) \times dg(j)}{\text{Gás total retirado}} \quad (4.108)$$

$$Tg(i) = \frac{R' + \sum_{j=1}^n \sum_{l=1}^{n_r} (-\beta_{li} + \beta_{lj}) \times (CUR(l)) \times g_{in}(j)}{\text{Gás total injetado}} \quad (4.109)$$

4.6 CONCLUSÃO

Comparando as equações de fluxo de potência e fluxo de gás apresentadas nos Capítulos 3 e 4, respectivamente, pode-se observar uma similaridade no tratamento das duas redes. No entanto, devido a não-linearidade das equações do gás, o cálculo do fluxo não é feito diretamente como o cálculo do fluxo de potência DC. Ao invés, o problema é resolvido através de um processo iterativo.

A metodologia utilizada pela ANP, apesar de incorporar progressivamente o parâmetro *distância*, não apresenta um sinal locacional compatível com o das tarifas da transmissão. É uma metodologia de tarifação zonal, onde são definidas zonas de entrega dentro das quais as tarifas tem o

mesmo valor, sendo estabelecido o centro de carga para cada zona de entrega, definido pelo cálculo da distância média de capacidade. Este ponto fictício define a distância a ser considerada no cálculo da tarifa. Assim, Estados com distâncias médias muito baixas ficam com tarifas menores quando aplicada a tarifação 100% proporcional à distância. No entanto, considerando apenas 60% da distância estes Estados tem suas tarifas aumentadas, já que uma porcentagem menor recai sobre a variável distância, ficando a outra parte proporcional à tarifa média do país. Com 30% a tarifa é ainda maior. Ao contrário, Estados com distâncias médias elevadas, tem tarifas maiores quando estas forem 100% proporcionais à distância, tendo esta tarifa reduzida, quando o peso da distância passar a ser de 60%, caindo ainda mais com peso de 30%. Estes resultados representam um caso de subsídio cruzado entre os Estados do País.

Este sistema apresenta também a questão de subsídios cruzados dentro de uma mesma zona, que é tanto maior quanto mais ampla for a zona de entrega.

A criação de zonas tarifárias pode ser feita de várias maneiras, alterando assim os valores das tarifas obtidas.

Outro ponto importante a ressaltar é o fato da metodologia não considerar os fluxos de gás nos gasodutos da rede, levando em conta um Momento de Capacidade, onde as capacidades são quantidades publicadas pelos agentes transportadores.

No método nodal para a rede de gás, as sensibilidades β variam com o caso base, isto é, elas dependem do nível de consumo de gás. Esta dependência não existe na rede de transmissão devido à sua característica linear. Note-se que, para propósitos tarifários, é assumido o modelo de fluxo de potência DC para a rede de transmissão, enquanto que para a rede de gás equações não-lineares são utilizadas. Portanto, o método nodal é restrito ao ponto de operação e pode apresentar alguma volatilidade se as condições operacionais mudam.

CAPÍTULO 5 – ALOCAÇÃO DE CUSTOS VIA TEORIA DOS JOGOS

5.1 INTRODUÇÃO

A Teoria dos Jogos fornece interessantes conceitos, métodos e modelos que podem ser usados na avaliação da interação de agentes em mercados competitivos e na solução de conflitos que surgem nestas interações. Em particular, a Teoria dos Jogos Cooperativos surge como uma eficiente ferramenta para resolver problemas de alocação de custos entre participantes que usufruem de um mesmo serviço, visando obter a solução mais justa [M2003], [MSZ2001].

Diversos trabalhos têm sido propostos utilizando a Teoria dos Jogos Cooperativos na repartição de custos associados aos serviços ancilares [BM2001], [FGRMMMMP2000], [FGPGMM1997] em redes de transmissão¹.

Neste capítulo é apresentada a aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos, especialmente a metodologia de Aumann-Shapley, na alocação do custo do transporte de gás e de transmissão de energia elétrica entre os agentes dos respectivos sistemas.

5.2 CONCEITUAÇÃO BÁSICA

Dado um problema de alocação de custos, a participação de um agente é determinada aplicando um jogo cooperativo (N, c) onde N é o conjunto de agentes e c a função característica. Encontrada a função c , a solução do jogo é obtida usando qualquer mecanismo de solução de jogos cooperativos, tais como Nucleolus, Valor de Shapley e Aumann-Shapley [ZR2002].

No problema de repartição de custos, para que as coalizões sejam vantajosas a todas as partes, os testes e propriedades descritos a seguir devem ser satisfeitos [M2003], [AS2001].

- Aditividade: propriedade também referida como “Otimidade de Pareto”, indica que a soma das parcelas do custo atribuídas a cada participante deve ser igual ao custo total.

$$\sum x_i = c(N) \tag{5.1}$$

¹ Serviços Ancilares segundo o FERC (Federal Energy Regulatory Commission) são aqueles necessários para prover a função básica de transmissão ao consumidor. Estes serviços vão desde ações tomadas para efetivação de transações até serviços para manter a integridade do sistema de transmissão, tal como suporte de reativos.

- Subaditividade: relacionada a funções de produção com retorno de escala crescentes. Neste caso, para coalizões distintas S' e S'' ,

$$c(S' \cup S'') \leq c(S') + c(S'') \quad (5.2)$$

isto é, o custo da união de duas coalizões diferentes deve ser menor ou igual a soma dos custos das coalizões isoladas para que haja um incentivo à cooperação.

- Monotonicidade: propriedade que estabelece que se houver um incremento no custo total, o custo individual dos agentes deve ser maior ou permanecer constante, pois neste caso, a redução de custos de um participante estaria caracterizando um subsídio cruzado. Deste modo:

$$c(S) \leq c(S') \quad \text{para todo } S \subseteq S' \quad (5.3)$$

Desta forma, quanto mais usuários se unirem para obter em conjunto um determinado serviço, maior deve ser o custo total.

- Teste do custo isolado: estabelece que o montante atribuído a um participante não deve ser superior ao que o mesmo pagaria pelo serviço isoladamente. Assim:

$$x(S) \leq c(S) \quad \text{com} \quad (5.4)$$

$$x(S) = \sum_{i \in S} x_i \quad \text{para todo } S \subseteq N \quad (5.5)$$

Esta propriedade está relacionada ao incentivo à cooperação. Isto é, deve haver necessariamente uma redução de custos para levar a uma adesão voluntária à coalizão [M2003]. Em um problema de alocação de custos, as inequações representadas por este teste são referenciadas como *Racionalidade de Coalização*.

- Teste do custo incremental: esta regra indica que o custo próprio de um agente deve ser maior ou igual ao custo incremental de sua inclusão na coalizão, isto é:

$$x(S) \geq c(N) - c(N - S) \quad \text{para qualquer } S \subseteq N \quad (5.6)$$

Esta propriedade está relacionada à garantia de que os participantes não sejam penalizados pela inclusão de um novo agente [M2003].

5.3 VALOR DE SHAPLEY E ALOCAÇÃO DE CUSTOS

Valor de Shapley é um conceito na Teoria dos Jogos Cooperativos introduzido por Lloyd Shapley em 1953 [S1953], que descreve uma aproximação para a alocação justa dos ganhos obtidos pela cooperação entre vários participantes de um empreendimento. Considerando que alguns agentes podem contribuir em uma coalizão mais que outros, o problema que surge é como distribuir de forma justa os ganhos dentre os diversos agentes. O valor de Shapley é um modo de distribuir o ganho total entre os agentes assumindo que todos colaboram.

Na referência [TL2002], os autores mostram uma aplicação do Valor de Shapley no problema de alocação do custo de uso de uma rede de transmissão de energia elétrica. Através de exemplos são apresentadas as vantagens da realização de coalizões para o atendimento da demanda, bem como da superioridade deste método de alocação quando comparado com as metodologias Selo-Postal e MW-milha.

Shapley propôs três axiomas para o ganho esperado $\phi_i(c)$ de um agente i , em um jogo com função característica c e conjunto de agentes N [S1953]:

- O ganho total é distribuído:

$$\sum_{i=1}^{na} \phi_i(c) = c(N) \quad (5.7)$$

- $\phi_i(c)$ deve ser independente da designação dos agentes $1, 2, \dots, n$.
- Aditividade: se u e v são duas funções características, então,

$$\phi_i(u + v) = \phi_i(u) + \phi_i(v) \quad (5.8)$$

Esta condição expressa o fato de que a colaboração pode somente ser benéfica e nunca

prejudicial ao empreendimento, sendo um estímulo à formação de coalizão.

A única função que satisfaz os axiomas de Shapley é dada pelo “Valor de Shapley”.

Considerando $S - \{i\}$ como sendo uma coalizão de usuários que não contém o usuário i , e $\{S\}$ a coalizão formada por todos os usuários pertencentes a S e também pelo usuário i , o custo incremental $\Delta_i(S, i)$ de inclusão do usuário i para contratação de um determinado serviço é dado por [BM2001]:

$$\Delta_i(S, i) = c(S) - c(S - \{i\}) \quad (5.9)$$

Se o usuário i não utilizar o serviço, $c(i) = 0$, logo $c(S) = c(S - \{i\})$, então o custo incremental de sua inclusão é nulo. Sendo assim, o agente i só pagaria pelos serviços que ele realmente utilizou.

O Valor de Shapley é interpretado como sendo o valor médio dos custos incrementais de inclusão de um dado usuário, levando em conta todas as coalizões que contém este determinado usuário. Supondo-se igual a probabilidade de ocorrência de formação de coalizões de diversos tamanhos, chega-se para todo $i \in S$, na soma que cabe ao agente i se a função de ganho c está sendo usada [ZR2002], [SHP1996], [TL2002], [BM2001]:

$$\phi_i(c) = \sum_{S \subseteq N} \frac{(|S|-1)!(n-|S|)!}{n!} [c(S) - c(S-i)] \quad (5.10)$$

onde $|S|$ denota o tamanho da coalizão S .

Esta expressão mostra que $\phi_i(c)$ é justamente a quantidade média que o jogador i contribui para a grande coalizão $\{N\}$, com os usuários formando coalizões aleatoriamente.

A fórmula é justificada se imaginarmos as coalizões sendo formadas por um agente de cada vez, com cada agente demandando sua contribuição $c(S) - c(S - i)$ como uma justa compensação e então a média é feita sobre as possíveis diferentes permutações nas quais a coalizão pode ser formada [TL2002].

A idéia central na alocação de custos está no princípio de dividir entre cada agente uma parte dos custos que seja pelo menos igual ao custo incremental² do agente.

Considere o exemplo descrito a seguir [M2003]:

Dois agentes A e B compartilham de um mesmo serviço na rede de transmissão. Considerando P_A e P_B a quantidade de suas transações e $c(P_A, P_B)$ o custo total do serviço em

função de P_A e P_B (assumindo que $c(0,0) = 0$ e $c(x,y)$ é diferenciável), o problema passa ser como dividir os custos entre A e B .

Uma dificuldade da aplicação direta dos preços marginais, está associada à ordem na qual as coalizões são realizadas, pois freqüentemente as adesões ocorrem em ordem randômica [M2003].

Este problema pode ser resolvido pelo Valor de Shapley, dado pela equação (5.10).

No problema, considerando a mesma probabilidade de ocorrência para cada coalizão, tem-se:

$$x_A = \frac{\{c(A) + [c(A,B) - c(B)]\}}{2} \quad (5.11)$$

$$x_B = \frac{\{c(B) + [c(A,B) - c(A)]\}}{2} \quad (5.12)$$

Assim, o problema independe da ordem de entrada dos participantes na coalizão. Entretanto, permanece injusto para o agente A se P_B for muito maior do que P_A . O agente A paga mais do que B pelo fato da transação de B ser maior do que a de A .

5.4 METODOLOGIA DE AUMANN-SHAPLEY

Uma extensão da fórmula de Shapley foi dada pela aplicação de uma teoria desenvolvida por Aumann e Shapley [AS1974], para aplicação em funções de custo marginalmente crescente ou decrescente, independente da existência de um núcleo³.

Segundo as referências [BH1982], [H2002], é a única metodologia de repartição de custos que satisfaz o conjunto de axiomas:

- Recupera o custo do serviço;
- É aditiva;
- É invariante com relação à mudança de escala;
- É monotônica.

² O custo incremental representa a variação do custo total ocasionada pela retirada ou entrada do agente i . Caso este incremento seja infinitesimal, o custo incremental passa a ser denominado custo marginal.

³ Núcleo é o conjunto de soluções que incentiva a cooperação. Podem ocorrer situações onde o núcleo é vazio. Consequentemente, a solução de repartição é única.

No método de Aumann-Shapley, o custo unitário C_k^{AS} do nó k do sistema, é dado por:

$$C_k^{AS} = \int_{t=0}^1 \frac{d}{dt} c(tP_A, tP_B) dt \quad (5.13)$$

Pela expressão (5.13), nota-se que os valores de Aumann-Shapley correspondem a média dos custos marginais relacionados às transações A e B , quando os valores das transações crescem uniformemente de zero até seus valores efetivos.

Em seguida obtém-se o custo que cabe ao nó k , através da multiplicação do custo unitário de Aumann-Shapley (5.13) pelo montante de carga do nó, de acordo com a expressão:

$$x_k^{AS} = P_k \cdot \int_{t=0}^1 \frac{d}{dt} c(tP_A, tP_B) dt \quad (5.14)$$

Portanto, através dos preços de Aumann-Shapley é possível chegar a uma repartição *justa*, e que, ao mesmo tempo, recupera o valor exato do serviço. [M2003], [AS2001].

5.5 APLICAÇÃO DE AUMANN-SHAPLEY NAS REDES DE GÁS E ENERGIA ELÉTRICA

Para superar as desvantagens dos métodos convencionais de tarifação e otimizar economicamente o uso das instalações de gás e eletricidade, a metodologia de Aumann-Shapley é proposta para alocação dos custos de transporte e transmissão de gás e eletricidade respectivamente. A real situação da rede de transmissão é: todos os participantes do mercado compartilham dos recursos do sistema de transmissão e todos cooperam para obter os melhores benefícios possíveis. Cooperação no sentido de Teoria dos Jogos significa que cada parte comunica e coordena suas ações com o propósito de favorecer seus próprios interesses. Então, é possível definir o problema de alocação de custo de transporte e de transmissão como um jogo cooperativo. Este mecanismo de precificação não somente assegura que a receita total coletada das cargas será igual ao custo para as redes de gás e eletricidade proverem o serviço, mas também garante uma divisão justa devido às suas propriedades de marginalidade [TL2001].

Para aplicar Aumann-Shapley na alocação de custos, as transações são divididas em Np partes iguais e o custo marginal π_j dos nós são calculados para cada intervalo. Os custos marginais são então integrados em uma trajetória que vai do valor nulo ao valor efetivo da transação. Esta integração pode ser aproximada pelo somatório expresso por:

$$x_j^{AS} = \sum_{i=1}^{N_p} (\pi_j(i) L_j(i)) \quad (5.15)$$

Já que a soma das receitas de cada nó não é igual à receita permitida (*RPT*), um ajuste δ precisa ser feito:

$$\delta = \frac{RPT}{x_j^{AS}} \quad (5.16)$$

Desta forma, a tarifa Aumann-Shapley, TAS_j , para o nó j é ajustado para:

$$TAS_j = \pi_j \delta \quad (5.17)$$

Note que este método pode ser aplicado tanto para a rede de eletricidade como para a de gás, levando-se em consideração que $\pi_j(i)$ pode ser o custo marginal, ou a tarifa não ajustada, da rede de gás ou de eletricidade. Além disso, a não-linearidade das equações do gás pode ser superada por este método.

Os custos marginais $\pi_j(i)$ são calculados pelas equações (5.18) e (5.19) para as redes de gás e eletricidade respectivamente:

$$\pi_j(i)_G = \sum_{j=1}^n \sum_{l=1}^{n_r} (\beta_{li} - \beta_{lj}) CUR(l) \quad (5.18)$$

$$\pi_j(i)_E = \sum_{l=1}^{N_l} \frac{C_l}{f_l} (\beta_{lj} - \beta_{lr}) fp_l \quad (5.19)$$

5.6 CONCLUSÃO

Apesar dos seus benefícios, o Valor de Shapley não é um método comum de alocação de custos. A razão disto está no fato desta metodologia requerer muitos dados de entrada, tornando-se complexa em sistemas reais de grande porte, já que o cálculo para uma rede com n agentes requer $2^n - 1$ preços como dados de entrada. Embora o Brasil não tenha uma estrutura de grande porte para a rede de gasodutos, a metodologia de Aumann-Shapley tem um maior potencial de aplicação para fins de alocação de custos, pois a mesma é baseada nos custos marginais e satisfaz as propriedades fundamentais requeridas para uma alocação *justa*. O custo é alocado a todos os agentes do sistema

sem excedentes de remuneração, considerando ao mesmo tempo o efeito da localização de cada agente na rede.

CAPÍTULO 6 – RESULTADOS OBTIDOS DE TARIFA COMBINADA

6.1 INTRODUÇÃO

Similaridades entre as redes de gás e eletricidade podem ser observadas através das equações matriciais (3.15) para a rede de transmissão e (4.43) para a rede de gás e das equações de fluxo (3.14) e (4.40) para transmissão e gás, respectivamente. Com base nisto, as metodologias de tarifação da rede elétrica foram transpostas para a rede de gás e apresentadas no Capítulo 4.

Neste capítulo são apresentados os custos associados às centrais térmicas, os resultados obtidos nos cálculos de tarifas da transmissão de energia e de transporte de gás, o resultado da análise combinada das duas redes, bem como o preço da energia elétrica gerada pelas usinas em questão.

Para o cálculo do preço da energia levou-se em consideração apenas os custos de investimento, custo de combustível e tarifas de transporte e transmissão. Impostos e parâmetros envolvendo aspectos ambientais foram desconsiderados na análise.

6.2 CUSTOS ASSOCIADOS ÀS CENTRAIS TERMELÉTRICAS

A geração termelétrica se configura, no contexto atual do setor elétrico brasileiro, como uma opção atraente para diminuir o risco de déficit de energia elétrica esperado a curto prazo.

A análise econômico-financeira da geração termelétrica exige um conhecimento detalhado dos custos praticados nestas plantas. Vários são os fatores que podem influir nos custos de investimento e operação de uma usina termelétrica, podendo ser agrupados nos seguintes itens [LN2004]:

- Configuração da usina: tipo de ciclo, tecnologia, combustível, potência total e unitária instalada, sistemas de controle ambiental;
- Localização da usina: mercado de trabalho e materiais, facilidade de transporte;
- Regime de operação: posicionamento da usina dentro do sistema elétrico, ou seja, se usina de base, ponta ou intermediária; energia gerada durante o ano.

Diante de tantos fatores a serem considerados, uma estimativa consistente de valores para os custos de investimento e geração está associada a um levantamento considerável de dados, assim como a utilização de hipóteses que viabilizem a parametrização e tabulação desses valores.

Os custos para as plantas termelétricas podem classificar-se em:

- 1- custo de investimento;
- 2- custo de geração.

Os custos de investimento, que correspondem àqueles custos associados à formação do capital, são formados pelos seguintes elementos:

- custos de equipamentos;
- custos de montagem dos equipamentos;
- custos da construção civil;
- outros custos;
- custos indiretos.

O custo de instalação do equipamento, incluindo taxas e impostos, depende do fator de capacidade máximo e da potência ajustada de acordo com as condições do local (temperatura e altitude). Cabe ressaltar que o investimento varia, principalmente, em função do porte e restrições ambientais. A potência total fornecida por tecnologias que usam turbinas a gás diminui com o aumento da altitude e temperatura do local [FRRV1999].

Um tipo de equipamento que encarece os investimentos em UTE a GN em ciclo combinado são os relacionados ao sistema de refrigeração. Caso a usina venha a ser instalada em lugares onde há limitações de ordem ambiental, há a necessidade de se usar torres de refrigeração. Nos locais onde a água é escassa ou houver restrições de consumo, a rejeição de calor deve ser feita por uma torre seca ou condensador refrigerado diretamente a ar. Estes tipos de equipamentos (Torre úmida, seca ou condensador refrigerado a ar) aumentam o investimento inicial da usina. O uso de uma torre seca ou úmida implica num consumo elevado de água para reposição das perdas por evaporação e purga de torre [F1999].

O conjunto turbina-gerador responde pelo principal custo, atingindo uma faixa de 65 a 80% do investimento total.

A disposição do conjunto das turbinas (lay-out) também influencia no custo de investimento, existindo diferentes alternativas para uma mesma potência total instalada. [P2002b]

Os custos de geração são os custos representativos de um ano normal de operação da usina e são devidos, principalmente, aos seguintes fatores [LN2004]:

- combustível;
- mão-de-obra:
 - operação
 - manutenção
 - administração de pessoal;
- materiais de manutenção;
- produtos consumidos no processo:
 - água de alimentação e resfriamento
 - óleo lubrificante
 - calcário;
- serviços diversos.

Os custos de operação e manutenção (O&M), excluindo-se combustível para geração, dividem-se em fixo e variável. O custo fixo tem como principais componentes a mão de obra contratada ou terceirizada e materiais de consumo. Já o custo variável refere-se ao desgaste e a maior necessidade de manutenção das máquinas. A parcela de operação é composta pelo custo do combustível (preço do combustível no city-gate, acrescido do custo de transporte do mesmo) e dos custos de O&M da usina, sendo dependente do poder calorífico do combustível, fatores de capacidade máximo e médio e heat-rate¹ da usina. Os custos de O&M também podem ser classificados em custos fixos e variáveis, podendo ser divididos em função do fator de capacidade da usina. Ou seja, a porcentagem dos custos totais de O&M, que é fixa, é razoavelmente próxima do próprio fator de capacidade da usina [P2002b], [FRRV1999], [LN2004].

O custo com combustível é um dos fatores de maior peso para se determinar o custo da energia gerada pelas centrais termelétricas [LN2004]. Para o caso do gás natural o preço do gás foi tratado no capítulo 2 deste trabalho.

Outro custo, que pode ser relevante, refere-se à tarifa de transmissão da malha básica que a usina deve pagar ao ONS. Este custo está associado à contribuição da geradora nos custos do sistema de transmissão. O valor é calculado anualmente, e fixado no mês de maio, vigindo por 12 meses [P2002b].

O estabelecimento de um programa otimizado de expansão termelétrica é um problema envolvendo aspectos multidisciplinares, como suprimento de combustível, suprimento de água,

¹ O Heat-Rate ou Taxa de Calor, é calculado através da relação entre o Poder Calorífico do combustível e a energia gerada, dado em Hj/kWh.

proximidade a centros de carga e conseqüente impacto sobre o comportamento da rede de transmissão, impactos sócio-ambientais etc.

Dependendo da potência da usina, parâmetros como disponibilidade de água, de linhas de transmissão e níveis permissíveis de emissão de gases, podem inviabilizar ou mesmo impedir a implantação da mesma. A necessidade de incluir estes aspectos no processo de planejamento de usinas termelétricas do Estado de São Paulo, motivou a CESP – Companhia Energética do Estado de São Paulo a desenvolver, juntamente com a Promon Engenharia e PSR- Power Systems Research, a ferramenta computacional denominada SAEGET - Sistema de Análise para a Expansão da Geração Termelétrica [F1999].

Originalmente, este modelo foi baseado no Modelo de Localização Integrada de Térmicas com Objetivos Múltiplos – LITOM, que identifica e seleciona alternativas de geração térmica, considerando aspectos quantitativos e qualitativos [P2002a], [F1999], [NNM1997]. O modelo foi concebido com o objetivo de possibilitar a identificação e a definição de potenciais e prioridades de geração termelétrica para o Estado de São Paulo, subsidiando o processo de tomada de decisão. O modelo pode ser utilizado nos estudos de seleção e localização de usinas termelétricas no Estado e está calcado na metodologia de otimização com múltiplos objetivos [F1999].

No modelo, o Estado de São Paulo é dividido em 416 células, coincidente com os mapas na escala 1:50000 elaborados pelo IBGE na subdivisão do Estado de São Paulo. Cada célula tem associado um banco de dados, obtidos de diversas fontes em função da natureza, tais como: IBGE, CETESB, SEADE, DER, DAEE, entre outras. São bancos de dados de tecnologia, combustível e informações locais (dados de diferentes naturezas como: temperatura, altitude, disponibilidade de água, nível permitido de emissão de CO₂, etc) [FRRV1999].

De um modo geral, estes bancos de dados englobam os seguintes tipos de informações:

- Banco de Locais ou Célula: informações relacionadas às características de cada região do Estado de São Paulo, como benefícios de transmissão, altitude, disponibilidade de água, etc;
- Banco de Combustíveis: informações sobre as características de cada tipo de combustível, como poder calorífico, custo, etc;
- Banco de Tecnologias: informações sobre as características de cada tecnologia ou tipo gerador, como custo de investimento, rendimento, fator de capacidade, módulo, etc;
- Banco de Transporte: informações sobre o custo de transporte de cada combustível para cada célula.

O sistema SAEGET efetua um estudo específico de localização de termelétricas. No entanto, é fundamental uma análise da interação dessas termelétricas com o sistema gerador (sistema interligado) e receptor (mercado) e o conhecimento que ambas as partes provocam entre si.

Este sistema foi desenvolvido especificamente para locação e planejamento de usinas termelétricas, mas não com o intuito de definir as tarifas de transporte de gás e transmissão de energia.

6.3 CARACTERÍSTICAS DAS REDES E RESULTADOS OBTIDOS NO CÁLCULO DO FLUXO DE GÁS

A Figura 29 representa a rede de gasodutos utilizada para a aplicação das metodologias. Na realidade este é um sistema fictício, pois alguns trechos desta configuração ainda estão por construir, porém guarda relação direta com dados reais de comprimento dos gasodutos existentes e futuros.

As fontes de gás importado estão localizadas na Bolívia e na Argentina enquanto que o gás nacional está localizado na Bacia de Campos. Foram analisadas três opções para a localização de centrais térmicas: Rio de Janeiro, São Paulo e Porto Alegre.

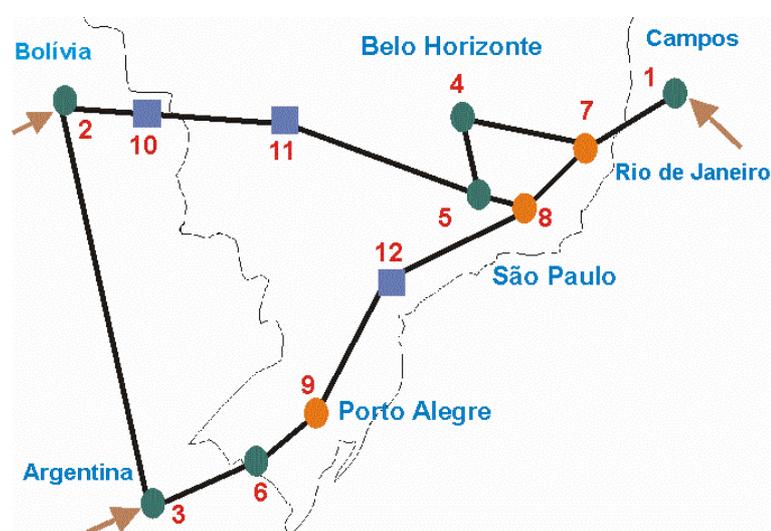


Figura 29 - Transporte de Gás na América do Sul

Para o estudo de caso foram utilizados os valores de carga fornecidos na Tabela 4. Os dados referentes à rede são fornecidos na Tabela 5.

Tabela 4 – Carga nos nós da rede de gás

Nó	Consumidor	Carregador (Mm ³ /h)
1	0	97
2	0	310
3	0	99
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	86	0
8	253	0
9	167	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0

Tabela 5 – Diâmetro e Comprimento dos Gasodutos

Duto	Nó de Emissão	Nó de Recepção	Diâmetro (pol)	Comprimento (Km)
1	1	7	16	183
2	7	4	16	357
3	4	5	22	480
4	5	8	24	155
5	2	10	32	605
6	10	11	32	605
7	2	3	24	1800
8	3	6	24	435
9	7	8	22	421
10	8	12	24	590
11	12	9	24	590
12	6	9	24	615
13	11	4	32	605

Os resultados obtidos na simulação para o fluxo de gás nos gasodutos e as pressões nos nós da rede são apresentados na tabela 6.

Tabela 6 – Vazão nos Gasodutos e Pressão nos nós

Duto	Vazão (Mm ³ /h)	Nó	Pressão (bar)
1	97	1	100,00
2	-51,57	2	97,95
3	-51,57	3	98,77
4	291,94	4	97,95
5	343,51	5	98,71
6	343,51	6	98,07
7	-33,51	7	95,13
8	65,49	8	94,13
9	62,57	9	97,07
10	101,51	10	90,96
11	101,51	11	95,31
12	65,49	12	92,59
13	343,51		

6.4 LINEARIZAÇÃO E TARIFAS OBTIDAS

Como pode ser observado, o Método Loop-Nó para a simulação do fluxo de gás na rede resolve um conjunto de equações não-lineares, enquanto o fluxo de potência DC nas linhas de transmissão envolve equações lineares. Foram realizadas, no entanto, simulações, considerando cada agente separadamente e chegou-se à conclusão através da superposição dos resultados, que a não-linearidade da equação do gás interfere de forma desprezível nos resultados. Por este motivo, optou-se por não realizar a linearização da equação de fluxo de gás utilizada, mas uma linearização em torno de um ponto de operação para a aplicação das metodologias de tarifação.

As tabelas abaixo mostram os fluxos nos gasodutos da rede para cada agente considerado separadamente.

Tabela 7 – Vazão na rede de gás com carga no Rio de Janeiro

Gasoduto	Vazão (Mm ³ /h)
1	86
2	2,44e-4
3	2,44e-4
4	1,22e-4
5	-1,22e-4
6	-1,22e-4
7	1,22e-4
8	1,22e-4
9	-2,44e-4
10	1,22e-4
11	1,22e-4
12	1,22e-4
13	-1,22e-4

Tabela 8 – Vazão na rede de gás com carga em São Paulo

Gasoduto	Vazão (Mm ³ /h)
1	10
2	-27,40
3	-27,40
4	161,85
5	189,24
6	189,24
7	53,76
8	53,76
9	37,40
10	-53,76
11	-53,76
12	53,76
13	189,24

Tabela 9 – Vazão na rede de gás com carga em Porto Alegre

Gasoduto	Vazão(Mm ³ /h)
1	1
2	-27,61
3	-27,61
4	154,17
5	181,78
6	181,78
7	-114,78
8	-15,78
9	28,61
10	182,78
11	182,78
12	-15,78
13	181,78

A Figura 30 apresenta o sistema de transmissão onde somente as linhas de 750 kV e 500 kV são mostradas. Os principais centros de carga são também representados, com as principais plantas de geração.

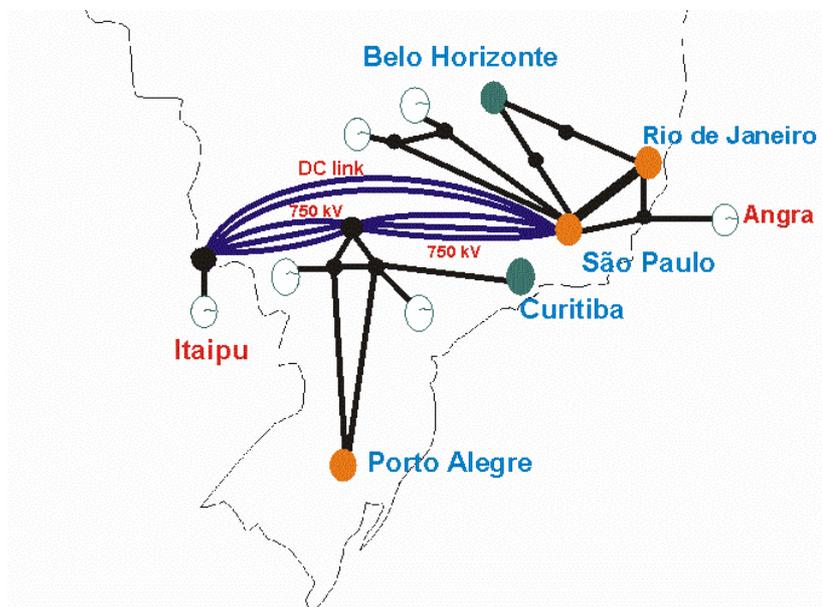


Figura 30 – Rede de Transmissão no Brasil

Para o cálculo das tarifas foram utilizados os dados disponíveis na “home page” do ONS para a configuração de 2002/2003. Foi utilizado o programa NODAL disponível na “home page” da ANEEL para a tarifação nodal. Para o Selo Postal foi considerada uma demanda total de 60.000 MW e uma

receita de US\$ 1,62 bilhões. Para a metodologia Aumann-Shapley a discretização da carga foi feita utilizando um programa computacional similar ao NODAL desenvolvido na UNIFEI [LSL.2003].

Foram realizados dois estudos de caso: um para uma usina térmica de 10 MW de potência instalada com um volume de gás consumido de 2,15 Mm³/h e outro para uma usina de 800 MW, com consumo de gás de 172 Mm³/h.

A seguir são apresentados os valores das tarifas de transmissão de energia elétrica e transporte de gás para os sistemas apresentados nas Figuras 29 e 30, conforme as metodologias mostradas nos Capítulos 3 e 4.

A tabela 10 apresenta a rede de transmissão de energia elétrica sob o método MW-milha para os três pontos escolhidos para injeção de potência. Neste caso, foi assumido que a usina térmica pode estar situada próximo às cidades de São Paulo, Rio de Janeiro ou Porto Alegre.

Tabela 10 – Tarifas MW-milha do Sistema Elétrico (US\$/KWmês)

	R. Janeiro	S. Paulo	P. Alegre
R. Janeiro	0	0,881	1,862
S. Paulo	0,881	0	1,571
P. Alegre	1,862	1,571	0

A Tabela 11 mostra a rede de transmissão sob a metodologia Nodal para os mesmos pontos da Tabela 10. O método Nodal é o atualmente usado no Brasil onde a geração paga 50% do custo total e a carga os 50% restantes. Observa-se que as tarifas não são simétricas porque há uma alocação para a geração e outra para a carga.

Tabela 11 – Tarifas Nodais do Sistema Elétrico (US\$/KWmês)

	Geração	Carga
R. Janeiro	-0,669	1,841
S. Paulo	-0,378	1,550
P. Alegre	0,021	1,151

A Tabela 12 mostra os resultados do método Aumann-Shapley. É importante observar que as tarifas Aumann-Shapley são iguais às tarifas nodais devido à linearidade das equações de fluxo DC do sistema de transmissão.

Tabela 12 – Tarifas Aumann-Shapley do Sistema Elétrico (US\$/KWh.mês)

	Geração	Carga
R. Janeiro	-0,669	1,841
S. Paulo	-0,378	1,550
P. Alegre	0,021	1,151

As tabelas 13, 14 e 15 apresentam o mesmo conjunto de metodologias aplicadas à rede de gasodutos.

A Tabela 13 apresenta as tarifas da rede de gás sob o método Gás-milha considerando o transporte de mil metros cúbicos (1Mm³) provenientes das três fontes mencionadas.

Tabela 13 – Tarifas Gás-milha para a rede de gás (mil US\$/Mm³/h.mês)

	R. Janeiro	S. Paulo	P. Alegre
Campos	2,7	14,8	29,7
Bolívia	20,1	26,4	32,6
Argentina	29,1	27,7	10,4

A Tabela 14 mostra as tarifas para as três cidades escolhidas considerando o método Gás Nodal (o gás injetado e consumido estão em Mm³). Também neste caso, 50% do custo total é pago pela geração e 50% pela carga.

Tabela 14 – Tarifas Gás Nodal para a rede de gás (mil US\$/Mm³/h.mês)

Nó	Gás Injetado	Tarifa	Gás Consumido	Tarifa
R. Janeiro	0	277,8	86	55,78
S. Paulo	0	289,2	253	44,32
P. Alegre	0	301,33	167	32,20
Campos	97	-961,4	0	1295,5
Bolívia	310	277,1	0	56,39
Argentina	99	290,75	0	42,77

A Tabela 15 mostra as tarifas Aumann-Shapley. Embora elas também sejam derivadas dos mesmos custos marginais usados na metodologia Nodal, a alocação é diferente devido à não-linearidade das equações de fluxo de gás.

Tabela 15 – Tarifas Aumann-Shapley para a rede de gás (mil US\$/M m³/h.mês)

Nó	Gás Injetado	Tarifa	Gás Consumido	Tarifa
R. Janeiro	0	-503,2	86	83,1
S. Paulo	0	-51,2	253	14,0
P. Alegre	0	179,1	167	81,8
Campos	97	90,9	0	2287,1
Bolívia	310	23,0	0	-237,0
Argentina	99	25,1	0	21,8

As tabelas 16, 17 e 18 apresentam a soma dos custos associados ao transporte do gás consumido e à transmissão da energia elétrica gerada para a usina térmica de ciclo combinado com capacidade de 10 MW instalados nas três cidades respectivamente. As tarifas para ambos os sistemas variam de acordo com o método utilizado. Por exemplo, na Tabela 16, se a usina estiver localizada no Rio de Janeiro e for adotado o método nodal para o gás e o selo postal para a energia elétrica, o proprietário da usina paga US\$ 390.000,00 ao mês. As células sombreadas representam os casos em que existe uma coerência metodológica, ou seja, a metodologia implantada para o gás é a mesma para a energia elétrica.

Tabela 16 – Tarifa Combinada - UTE de 10 MW no Rio de Janeiro (mil US\$/mês)

Tarifa Combinada		Gás					A.Shapley	
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal		
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	451,7	275,8	313,2	332,6	390,0	448,7	
	MWm	R.Janeiro	181,7	5,8	43,2	62,6	120,0	178,7
		S.Paulo	190,6	14,6	52,0	71,4	128,8	187,5
		P.Alegre	200,4	24,4	61,8	81,2	138,6	197,3
	Nodal	175,1	-0,9	36,5	55,9	113,3	172,0	
A.Shapley	175,1	-0,9	36,5	55,9	113,3	172,0		

Tabela 17 – Tarifa Combinada - UTE de 10 MW em São Paulo (mil US\$/mês)

Tarifa Combinada		Gás					A.Shapley	
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal		
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	451,7	301,8	326,8	329,6	365,2	300,1	
	MWm	R.Janeiro	190,6	40,6	65,6	68,4	104,1	38,9
		S.Paulo	181,7	31,8	56,8	59,6	95,2	30,1
		P.Alegre	197,5	47,5	72,5	75,3	111,0	45,8
	Nodal	178,0	28,0	53,0	55,8	91,5	26,3	
A.Shapley	178,0	28,0	53,0	55,8	91,5	26,3		

Tabela 18 – Tarifa Combinada - UTE de 10 MW em Porto Alegre (mil US\$/mês)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	451,7	333,9	340,1	292,4	339,2	445,9	
	MWm	R.Janeiro	200,4	82,5	88,7	41,0	87,8	194,5
		S.Paulo	197,5	79,6	85,8	38,1	84,9	191,6
		P.Alegre	181,7	63,9	70,1	22,4	69,2	175,9
	Nodal	182,0	64,1	70,3	22,6	69,4	176,1	
A.Shapley	182,0	64,1	70,3	22,6	69,4	176,1		

As tabelas 19, 20 e 21 apresentam a soma dos custos associados ao transporte do gás consumido e à transmissão da energia elétrica gerada para a usina térmica de ciclo combinado com capacidade de 800 MW instalados nas três cidades respectivamente.

Tabela 19 – Tarifa Combinada - UTE de 800 MW no Rio de Janeiro (mil US\$/mês)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	36139,9	22064,4	25057,2	26605,2	31197,6	35893,2	
	MWm	R.Janeiro	14539,9	464,4	3457,2	5005,2	9597,6	14293,2
		S.Paulo	15244,7	1169,2	4162,0	5710,0	10302,4	14998,0
		P.Alegre	16029,5	1954,0	4946,8	6494,8	11087,2	15782,8
	Nodal	14004,7	-70,8	2922,0	4470,0	9062,4	13758,0	
A.Shapley	14004,7	-70,8	2922,0	4470,0	9062,4	13758,0		

Tabela 20 – Tarifa Combinada - UTE de 800 MW em São Paulo (mil US\$/mês)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	36139,9	24145,6	26140,8	26364,4	29219,6	24008,0	
	MWm	R.Janeiro	15244,7	3250,4	5245,6	5469,2	8324,4	3112,8
		S.Paulo	14539,9	2545,6	4540,8	4764,4	7619,6	2408,0
		P.Alegre	15796,7	3802,4	5797,6	6021,2	8876,4	3664,8
	Nodal	14237,5	2243,2	4238,4	4462,0	7317,2	2105,6	
A.Shapley	14237,5	2243,2	4238,4	4462,0	7317,2	2105,6		

Tabela 21 – Tarifa Combinada - UTE de 800 MW em Porto Alegre (mil US\$/mês)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	36139,9	26708,4	27207,2	23388,8	27138,4	35669,6	
	MWm	R.Janeiro	16029,5	6598,0	7096,8	3278,4	7028,0	15559,2
		S.Paulo	15796,7	6365,2	6864,0	3045,6	6795,2	15326,4
		P.Alegre	14539,9	5108,4	5607,2	1788,8	5538,4	14069,6
	Nodal	14556,7	5125,2	5624,0	1805,6	5555,2	14086,4	
A.Shapley	14556,7	5125,2	5624,0	1805,6	5555,2	14086,4		

As tabelas 22, 23 e 24 mostram as tarifas combinadas mensais por MW de potência elétrica instalada, nas três respectivas cidades.

Tabela 22 – Tarifa/MW - UTE no Rio de Janeiro (mil US\$/MW)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	45,10	27,58	31,32	33,26	39,00	44,87	
	MWm	R.Janeiro	18,17	0,58	4,32	6,26	12,00	17,87
		S.Paulo	19,06	1,46	5,20	7,14	12,88	18,75
		P.Alegre	20,04	2,44	6,18	8,12	13,86	19,73
	Nodal	17,51	-0,09	3,65	5,59	11,33	17,20	
A.Shapley	17,51	-0,09	3,65	5,59	11,33	17,20		

Tabela 23 – Tarifa/MW - UTE em São Paulo (mil US\$/MW)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	45,17	30,18	32,68	32,96	36,52	30,01	
	MWm	R.Janeiro	19,06	4,06	6,56	6,84	10,41	3,89
		S.Paulo	18,17	3,18	5,68	5,96	9,52	3,01
		P.Alegre	19,75	4,75	7,25	7,53	11,10	4,58
	Nodal	17,80	2,80	5,30	5,58	9,15	2,63	
A.Shapley	17,80	2,80	5,30	5,58	9,15	2,63		

Tabela 24 – Tarifa/MW - UTE em Porto Alegre (mil US\$/MW)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
	Campos		Bolívia	Argentina				
Eletricidade	Selo Postal	45,17	33,39	34,01	29,24	33,92	44,59	
	MWm	R.Janeiro	20,04	8,25	8,87	4,10	8,78	19,45
		S.Paulo	19,75	7,96	8,58	3,81	8,49	19,16
		P.Alegre	18,17	6,39	7,01	2,24	6,92	17,59
	Nodal	18,20	6,41	7,03	2,26	6,94	17,61	
A.Shapley	18,20	6,41	7,03	2,26	6,94	17,61		

As tabelas de 16 a 24 apresentam os custos associados considerando a tarifa nodal e MW-milha da rede sem as usinas de 10 MW e 800 MW presentes, o que chamamos de configuração ex-ante. Ao incorporar a usina de 800 MW na rede, ocorre uma variação significativa nos fluxos devido a sua dimensão, alterando os custos marginais nodais e os custos em cada ramo, no caso do Gás-milha e MW-milha. Os novos valores de tarifas e custos associados derivados dessa configuração, denominada ex-post, são apresentados nas tabelas a seguir.

As tabelas 25, 26 e 27 apresentam as tarifas para a rede de transmissão de energia.

Tabela 25 – Tarifas MW-milha do Sistema Elétrico (US\$/KWhês) – (ex-post)

	R. Janeiro	S. Paulo	P. Alegre
R. Janeiro	0	0,866	2,099
S. Paulo	0,866	0	1,770
P. Alegre	2,099	1,770	0

Tabela 26 – Tarifas Nodais do Sistema Elétrico (US\$/KWhês) – (ex-post)

	Geração	Carga
R. Janeiro	-0,545	1,740
S. Paulo	-0,219	1,411
P. Alegre	0,359	0,814

Tabela 27 – Tarifas Aumann-Shapley do Sistema Elétrico (US\$/KWhês) – (ex-post)

	Geração	Carga
R. Janeiro	-0,545	1,740
S. Paulo	-0,219	1,411
P. Alegre	0,359	0,814

As tabelas 28, 29 e 30, apresentam as tarifas para a rede de gasodutos.

Tabela 28 – Tarifas Gás-milha para a rede de gás (mil US\$/Mm³/h.mês) – (ex-post)

	R. Janeiro	S. Paulo	P. Alegre
Campos	3,5	20,3	34,5
Bolívia	30,0	32,8	37,9
Argentina	31,0	30,6	22,6

Tabela 29 – Tarifas Gás Nodal para a rede de gás (mil US\$/Mm³/h.mês) – (ex-post)

	Carregador	Consumidor
R. Janeiro	33,96	34,13
S. Paulo	38,56	31,22
P. Alegre	53,14	22,11

Tabela 30 – Tarifas Aumann-Shapley para a rede de gás (mil US\$/M m³/h.mês) – (ex-post)

	Carregador	Consumidor
R. Janeiro	741,9	36,4
S. Paulo	310,2	32,5
P. Alegre	285,6	38,6

No caso das tabelas 29 e 30, para o Gás-nodal e Aumann-Shapley, o consumo adicional de 172 Mm³/h de gás foi distribuído entre as três fontes de gás. Vários critérios podem ser adotados para essa distribuição, podendo ser:

- Proporcional à reserva de gás de cada bacia;
- Proporcional a novos contratos pré-definidos;
- Proporcional à capacidade de transporte dos gasodutos para escoar o gás proveniente da bacia.

Em função das informações obtidas, adotou-se neste trabalho o terceiro critério.

Considerando as capacidades de escoamento de gás proveniente das bacias de Campos, Bolívia e Argentina, como sendo, 4250 Mm³/h, 25000 Mm³/h e 12000 Mm³/h respectivamente, tem-se um montante total de 41250 Mm³/h, correspondendo a 10% da capacidade para Campos, 61% para a Bolívia e 29% para a Argentina. A distribuição do volume total de 172 Mm³/h de gás entre os carregadores foi feita na mesma proporção, sendo:

- Campos: 17 Mm³/h; equivalente aos 10% do volume;
- Bolívia: 105 Mm³/h; equivalente aos 61% do volume;
- Argentina: 50 Mm³/h; equivalente aos 29% do volume.

As tabelas 31, 32 e 33 apresentam a tarifa combinada mensal do transporte de gás e transmissão de energia para a usina.

Tabela 31 – Tarifa Combinada - UTE 800 MW no Rio de Janeiro (mil US\$/mês)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	32451,3	22202,0	26760,0	26932,0	27465,2	27860,8	
	MWm	R.Janeiro	10851,3	602,0	5160,0	5332,0	5865,2	6260,8
		S.Paulo	11544,1	1294,8	5852,8	6024,8	6558,0	6953,6
		P.Alegre	12530,5	2281,2	6839,2	7011,2	7544,0	7940,0
	Nodal	10415,3	166,0	4724,0	4896,0	5429,2	5824,8	
A.Shapley	10415,3	166,0	4724,0	4896,0	5429,2	5824,8		

Tabela 32 – Tarifa Combinada - UTE 800 MW em São Paulo (mil US\$/mês)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	32451,3	25091,6	27241,6	26863,2	26966,4	27190,0	
	MWm	R.Janeiro	11544,1	4184,4	6334,4	5956,0	6059,2	6282,8
		S.Paulo	10851,3	3491,6	5641,6	5263,2	5366,4	5590,0
		P.Alegre	12267,3	4907,6	7057,6	6679,2	6782,4	7006,0
	Nodal	10676,1	3316,4	5466,4	5088,0	5191,2	5414,8	
A.Shapley	10676,1	3316,4	5466,4	5088,0	5191,2	5414,8		

Tabela 33 – Tarifa Combinada - UTE 800 MW em Porto Alegre (mil US\$/mês)

Tarifa Combinada		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	32451,3	27534,0	28118,8	25487,2	25401,2	28239,2	
	MWm	R.Janeiro	12530,5	7613,2	8198,0	5566,4	5480,4	8318,4
		S.Paulo	12267,3	7350,0	7934,8	5303,2	5217,2	8055,2
		P.Alegre	10851,3	5934,0	6518,8	3887,2	3801,2	6639,2
	Nodal	11138,5	6221,2	6806,0	4174,4	4088,4	6926,4	
A.Shapley	11138,5	6221,2	6806,0	4174,4	4088,4	6926,4		

Para uma análise do preço da energia gerada por estas usinas, deve-se levar em consideração

quatro fatores:

- Investimento;
- Custo de operação e manutenção;
- Custo do combustível;
- Tarifas de transporte de gás e transmissão de energia elétrica.

Tem-se, portanto, uma receita mínima necessária para cobrir o somatório destes custos. O preço da energia será a relação desta receita pelo KWh vendido.

Foi considerado neste trabalho um custo de investimento para as centrais termelétricas de US\$ 700,00/KW instalado para a usina de 10 MW e US\$ 335,00/KW para a usina de 800 MW [GTW2002]. Para a recuperação do capital foi considerada uma taxa de retorno de 15% em um período de 10 anos. Ou seja, a parcela anual para recuperação do capital será:

$$U = Inv \left[\frac{i}{(1+i)^t - 1} + 1 \right]$$

Considerando mais 3 % de custo de operação de manutenção, tem-se:

$$U = U + 3\%$$

Para o custo do combustível foi considerado o preço para as usinas do PPT de 2,581 US\$/MMBTU independente da origem do gás. Neste custo do PPT já está incluído o transporte de gás que corresponde a 50% do valor total. Desta forma, considerar-se-á o valor de 1,29 US\$/MMBTU como custo do gás nas fontes. Transformando para Mm³ tem-se, 48,12 US\$/Mm³.

Baseado nestes dados, as tabelas de 34 a 42 apresentam o preço da energia elétrica gerada pelas usinas de 10 MW, 800 MW ex-ante e 800 MW ex-post, localizadas no Rio de Janeiro, São Paulo e Porto Alegre, para os casos em que as redes apresentam coerência nas metodologias de tarifação.

As tabelas 34, 35 e 36 apresentam o preço da energia gerada pela usina de 10 MW.

Tabela 34 – Preço da Energia - UTE de 10 MW no Rio de Janeiro (US\$/MWh)

Preço Energia Elétrica		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	212,8	155,0	167,3	173,6	192,5	211,8	
	MWm	R.Janeiro	124,0	66,2	78,5	84,9	103,7	123,0
		S.Paulo	127,0	69,1	81,4	87,8	106,6	126,0
		P.Alegre	130,2	72,3	84,6	91,0	109,9	129,2
	Nodal	121,9	64,0	76,3	82,7	101,5	120,8	
	A.Shapley	121,9	64,0	76,3	82,7	101,5	120,8	

Tabela 35 – Preço da Energia - UTE de 10 MW em São Paulo(US\$/MWh)

Preço Energia Elétrica		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	212,8	163,5	171,7	172,6	184,3	163,0	
	MWm	R.Janeiro	127,0	77,6	85,9	86,8	98,5	77,1
		S.Paulo	124,0	74,7	83,0	83,9	95,6	74,2
		P.Alegre	129,2	79,9	88,1	89,0	100,8	79,3
	Nodal	122,8	73,5	81,7	82,6	94,4	72,9	
	A.Shapley	122,8	73,5	81,7	82,6	94,4	72,9	

Tabela 36 – Preço da Energia - UTE de 10 MW em Porto Alegre (US\$/MWh)

Preço Energia Elétrica		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	212,8	174,1	176,1	160,4	175,8	210,9	
	MWm	R.Janeiro	130,2	91,4	93,4	77,8	93,2	128,2
		S.Paulo	129,2	90,5	92,5	76,8	92,2	127,3
		P.Alegre	124,0	85,3	87,3	71,6	87,0	122,1
	Nodal	124,1	85,4	87,4	71,7	87,1	122,2	
	A.Shapley	124,1	85,4	87,4	71,7	87,1	122,2	

As tabelas 37, 38 e 39 apresentam preço do MWh para a usina de 800 MW ex-ante:

Tabela 37 – Preço da Energia - UTE de 800 MW no Rio de Janeiro (US\$/MWh)

Preço Energia Elétrica		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás- Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	192,2	134,3	146,6	153,0	171,9	191,2	
	MWm	R.Janeiro	103,4	45,6	57,9	64,2	83,1	102,4
		S.Paulo	106,3	48,5	60,8	67,1	86,0	105,3
		P.Alegre	109,5	51,7	63,9	70,4	89,2	108,5
	Nodal	101,2	43,4	55,7	62,0	80,9	100,2	
	A.Shapley	101,2	43,4	55,7	62,0	80,9	100,2	

Tabela 38 – Preço da Energia - UTE de 800 MW em São Paulo (US\$/MWh)

Preço Energia Elétrica		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás- Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	192,2	142,9	151,1	152,0	163,7	142,3	
	MWm	R.Janeiro	106,3	57,0	65,2	66,1	77,9	56,5
		S.Paulo	103,4	54,1	62,3	63,2	75,0	53,6
		P.Alegre	108,6	59,3	67,5	68,4	80,1	58,7
	Nodal	102,2	52,9	61,1	62,0	73,7	52,3	
	A.Shapley	102,2	52,9	61,1	62,0	73,7	52,3	

Tabela 39 – Preço da Energia - UTE de 800 MW em Porto Alegre (US\$/MWh)

Preço Energia Elétrica		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás- Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	192,1	153,4	155,5	139,8	155,2	190,3	
	MWm	R.Janeiro	109,5	70,8	72,8	57,1	72,5	107,6
		S.Paulo	108,6	69,8	71,9	56,2	71,6	106,6
		P.Alegre	103,4	64,6	66,7	51,0	66,4	101,5
	Nodal	103,5	64,7	66,8	51,1	66,5	101,6	
	A.Shapley	103,5	64,7	66,8	51,1	66,5	101,6	

As tabelas 40, 41 e 42 apresentam preço do MWkh para a usina de 800 MW ex-post:

Tabela 40 – Preço da Energia - UTE de 800 MW no Rio de Janeiro (US\$/MWh)

Preço Energia Elétrica		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	177,0	135,0	153,6	154,3	156,5	158,2	
	MWm	R.Janeiro	88,3	46,1	64,9	65,6	67,8	69,4
		S.Paulo	91,1	48,9	67,7	68,4	70,6	72,2
		P.Alegre	95,2	53,0	71,8	72,5	74,7	76,3
	Nodal	86,5	44,3	63,1	63,8	66,0	67,6	
	A.Shapley	86,5	44,3	63,1	63,8	66,0	67,6	

Tabela 41 – Preço da Energia - UTE de 800 MW em São Paulo (US\$/MWh)

Preço Energia Elétrica		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	177,0	146,8	155,6	154,1	154,5	155,4	
	MWm	R.Janeiro	91,1	60,9	69,7	68,1	68,6	69,5
		S.Paulo	88,3	58,0	66,8	65,3	65,7	66,6
		P.Alegre	94,1	63,8	72,7	71,1	71,5	72,5
	Nodal	87,5	57,3	66,1	64,6	65,0	65,9	
	A.Shapley	87,5	57,3	66,1	64,6	65,0	65,9	

Tabela 42 – Preço da Energia - UTE de 800 MW em Porto Alegre (US\$/MWh)

Preço Energia Elétrica		Gás						
		Selo Postal	Gás-milha			Gás-Nodal	A.Shapley	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Selo Postal	177,0	156,8	159,2	148,4	148,1	159,7	
	MWm	R.Janeiro	95,2	75,0	77,3	66,5	66,2	77,8
		S.Paulo	94,1	73,9	76,3	65,5	65,1	76,8
		P.Alegre	88,3	68,1	70,5	59,6	59,3	70,9
	Nodal	89,4	69,2	71,6	60,8	60,5	72,1	
	A.Shapley	89,4	69,2	71,6	60,8	60,5	72,1	

Cumprir observar, que o preço dado nas tabelas anteriores representa o valor da energia entregue ao consumidor, ou seja, já incorporando o custo da transmissão de energia elétrica.

6.5 CONCLUSÃO

Baseado nas tabelas de tarifa combinada é possível identificar problemas em termos de sinais econômicos quando selo-postal é escolhido como método de tarifação. Os três locais, quando o método do selo-postal é aplicado em ambas as redes, apresentam tarifas elevadas não havendo

incentivo à construção da usina, o que demonstra uma desvantagem do método. Na configuração ex-post estas tarifas são menores que na configuração ex-ante, devido ao consumo total de gás considerado nesta configuração ser maior. As tarifas continuam elevadas até mesmo quando o método está presente em apenas uma das redes e continuam menores na configuração ex-post.

Os métodos MW-milha e o Gás-milha apresentam melhores resultados em termos de sinais econômicos. É de se esperar que uma usina que consiga se instalar próxima a uma fonte de gás e próxima à demanda de energia elétrica venha a auferir ganhos econômicos. Provavelmente, esta usina faria parte do elenco de centrais geradoras obtido a partir de um planejamento centralizado, que combina o segmento de transporte com o de geração. Nota-se que o Rio de Janeiro é a cidade mais apropriada para a construção de tais usinas. Quando o método é aplicado em ambas as redes, observamos tarifas maiores na configuração ex-post, devido ao impacto provocado na rede com a inserção de uma usina de grande dimensão, já que a tarifa Gás-milha reflete a sensibilidade da rede com a variação do fluxo de gás. O mesmo acontece para todas as tarifas combinadas com o método Gás-milha.

Como mencionado anteriormente, os métodos MW-milha e o Gás-milha necessitam da identificação do par geração-carga e fonte-consumidor respectivamente. Esta identificação representa uma desvantagem quando consideramos bolsas de energia. O método Nodal tem a vantagem de não identificar os contratos bilaterais e, portanto, torna-se mais recomendável para efeitos de mercado.

Apesar do método nodal incorporar o efeito locacional, observa-se que ele não é tão eficiente como o método MW-milha. Verifica-se neste caso que o Rio de Janeiro perderia para São Paulo e Porto Alegre, o que não parece razoável. Ao compará-lo com o selo postal, nota-se nitidamente que o método nodal é melhor.

As tarifas negativas que aparecem nas usinas de 10 MW e 800 MW ex-ante para o Rio de Janeiro, são devido ao fato da parcela nodal e Aumann-Shapley da rede de transmissão que é negativa, ser maior que a parcela positiva do Gás-milha.

O método Aumann-Shapley tem um grande potencial para aplicação na alocação de custos por ser um método que satisfaz as propriedades fundamentais requeridas para uma alocação justa e desejada. A receita coletada não ultrapassa o custo total de prover os serviços de transporte e transmissão de gás e eletricidade respectivamente, e ao mesmo tempo, considera o efeito da localização de cada agente na rede. Entretanto, ele também depende dos custos marginais calculados por barramento sendo crucial que a metodologia utilizada corresponda aos custos físicos reais das redes de transmissão e de gasodutos.

Tanto na tarifa via MW-milha como na tarifa Nodal e Aumann-Shapley há espaço para

sinalização da localização favorável à implantação de geração térmica.

Para o caso específico da rede de gás, considera-se a metodologia Gás-milha como sendo a mais adequada, por levar em conta a real ocupação da rede e a localização dos agentes, fornecendo, portanto, corretos sinais econômicos. No entanto, uma tarifa com forte sinal locacional, pode não ser eficiente para o desenvolvimento de mercados ainda em crescimento e que se encontram distantes das fontes de gás.

Comparando os três pontos nas tabelas de tarifas combinadas, o Rio de Janeiro é o melhor local para se instalar uma usina térmica quando as redes de gás e eletricidade são consideradas simultaneamente.

Outros fatores importantes no planejamento de usinas termelétricas são: o custo de investimento e a avaliação de parâmetros que envolvem aspectos ambientais, como altitude, temperatura, umidade, disponibilidade de água e emissão de poluentes.

CAPÍTULO 7 – CONCLUSÃO

7.1 CONCLUSÃO GERAL

Ao transformar a energia elétrica em “commodity” viabilizando uma economia de mercado na geração e comercialização, é importante que os setores regulados reflitam o mais próximo possível as condições de mercado. Esta condição é satisfeita à medida que os sinais econômicos, consubstanciados nas tarifas, correspondam aos impactos econômicos ocasionados nestes setores pelos agentes que os utilizam. Este é o caso da transmissão e distribuição de energia elétrica que, devido às suas características, não apresentam, no momento, condições para a implantação da livre concorrência. Ao longo do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, houve uma preocupação constante na estruturação da tarifa de uso das redes de transmissão e distribuição com o intuito de facilitar a introdução da competição na geração.

Em paralelo, o governo promove uma política de incentivos ao uso do gás natural, que detêm atualmente uma parcela insignificante na matriz energética brasileira. O setor elétrico aparece como uma âncora a este processo através da construção de usinas termelétricas a gás. Assim, a competitividade do setor de energia elétrica depende da competitividade do gás natural, pois a expansão deste combustível, por sua vez, depende do setor elétrico como o seu grande usuário-âncora.

Portanto, encontrar os melhores locais para a instalação das centrais térmicas tornou-se uma tarefa importante. Nesse sentido, a influência das redes de gás e de transmissão de energia não podem ser desprezadas pelos reguladores. Portanto, métodos de tarifação que incorporam sinais locais são melhores para introduzir uma política mais razoável.

A geração térmica, que atualmente conta com menos de 8% do total da capacidade instalada, está prevista para alcançar cerca de 20% do total da capacidade em 2010. Este fato irá consolidar a penetração do gás natural como fonte primária para a geração de eletricidade.

Alguns fatores, tais como, avanços na tecnologia de geração, resultando em turbinas mais eficientes, declínio do preço do gás, aumento da produção nacional e importação de países vizinhos, tornam atrativos os investimentos em centrais térmicas a gás natural no Brasil. No entanto, existem ainda alguns aspectos regulatórios que precisam de melhoramentos, a fim de assegurar a participação da geração térmica na matriz energética, tornando o sistema brasileiro menos dependente das condições hidrológicas.

A importação do gás da Bolívia e Argentina deu maior ritmo ao setor, atingindo mercados

consumidores não alcançados pela produção nacional. Para o Brasil, a inauguração do Gasoduto Brasil-Bolívia significou o acesso a reservas provadas de cerca de 120 bilhões de m³, um passo definitivo para a inserção do gás natural na matriz energética brasileira. A entrada em operação do Gasbol, em 1999, representou um acréscimo de cerca de 50% à rede de transporte nacional, permitindo a ligação do sudeste com o sul do país.

Cabe ressaltar que uma das premissas básicas na criação tanto do mercado de energia elétrica como do mercado de gás é o livre acesso às redes de transmissão e de gasodutos respectivamente. A regulamentação do setor elétrico é clara na liberação do acesso às redes de transmissão e distribuição enquanto que no setor do gás, apesar dos esforços recentes da ANP, isto não ocorre. O concurso aberto foi um instrumento criado para alavancar o livre acesso no transporte, mas a sua iniciativa parte do transportador e tem data e capacidades definidas previamente. A tarifa é estabelecida no concurso, o que leva a carregadores terem tarifas diferentes para uma mesma capacidade e distância. Na distribuição do gás, o livre acesso não existe ou é dado um período de proteção à concessionária como, por exemplo, a regulamentação do Estado de São Paulo.

Para a criação do mercado secundário do gás é necessário, portanto, um novo posicionamento do governo federal e governos estaduais, no sentido de liberar as redes ao acesso não discriminado. As tarifas também devem ser reguladas de tal forma que os acessantes tenham o mesmo tratamento e sempre coordenadas com o sistema elétrico.

Dentro da regulamentação dos serviços públicos, a regulação tarifária cumpre o papel de controle econômico do projeto, garantindo a rentabilidade do investidor e a preservação do bem-estar do consumidor, dentro de um regime de monopólio natural.

Com a introdução dos mecanismos de mercado em ambos os setores, o estabelecimento de métodos razoáveis de tarifação para as redes de gás e eletricidade torna-se crucial.

Um importante desafio é estudar formas de assegurar a receita dos sistemas de transmissão de energia e de transporte de gás sem produzir sensíveis distorções dos sinais econômicos.

A tarifa Nodal atualmente utilizada no sistema elétrico brasileiro, por levar em consideração variações de fluxo, despacho da geração e ser susceptível à topologia do sistema, apresenta grande volatilidade. Em cada ponto do sistema, o método poderia apresentar uma variedade de valores durante o ano. A parcela Selo-Postal representa atualmente, cerca de 85% da tarifa Nodal, e é responsável pela redução da volatilidade mencionada. No entanto, dentro das características básicas para o sistema tarifário, a eficiência econômica é o grande sinalizador ao setor e, por este motivo, uma tarifa puramente Selo-Postal é inadequada.

Apesar de todo o esforço na definição de tarifas coerentes na transmissão de energia elétrica,

o mesmo não ocorreu na tarifação do uso das redes de gasodutos.

No caso do gás importado as tarifas são negociadas entre as partes, podendo a ANP arbitrar valores em casos de conflito. No caso do gás nacional a ANP define tarifas por Estado. Alguns contratos de transporte ainda possuem tarifas postais. A ANP procura introduzir gradualmente o parâmetro *distância* na metodologia de cálculo das tarifas de transporte, mas a metodologia difere da utilizada na rede de transmissão.

Foi mostrado neste trabalho, que é possível combinar as tarifas de transporte nos dois setores para que haja uma indicação coerente para os investimentos não só de centrais térmicas como também de investimentos de co-geração. A inflexibilidade dos contratos "take-or-pay" poderia ser melhor tratada caso houvesse um incentivo maior à criação de um mercado de gás natural. Neste caso, os sinais locacionais de transporte de gás tornam-se fundamentais para o mercado de gás e para o mercado de energia elétrica.

As tarifas têm grande influência na localização das unidades térmicas, daí a importância de uma análise conjunta das redes a partir de uma metodologia de tarifação combinada para as redes de gás e eletricidade.

Como contribuição deste trabalho, pode-se ressaltar:

- Integração das metodologias de tarifação de redes de gás e energia elétrica no sentido de harmonizar as tarifas de transporte e transmissão;
- Aplicação da Teoria dos Jogos na tarifa combinada de redes de gás e energia elétrica.
- Desenvolvimento de uma ferramenta para análise de diferentes cenários.

7.2 TRABALHOS PUBLICADOS

Esta tese resultou nos seguintes trabalhos apresentados em seminários e revista:

Morais, M. S, Lima, J. W. M., Natural Gas Network Pricing And Its Influence On Electricity Markets – Bologna Power Tech 2003 Conference, June 23-26 2003, Bologna, Italy.

Morais, M. S, Lima, J. W. M., Tarifação Combinada de Rede de Gás e Eletricidade – IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 24 a 26 de março de 2004. EFEI, Itajubá, M.G.

Morais, M. S, Lima, J. W. M., Tarifação Combinada de Rede de Gás e Eletricidade – CBA 2004 - XV Congresso Brasileiro de Automática - 21 a 24 de setembro de 2004. UFRGS, Gramado, RS.

Morais, M. S, Lima, J. W. M., Tarifação de Redes de Gás e Energia Elétrica: Influência Na Tomada de Decisão dos Agentes – Aprovado para apresentação no XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – 16 a 21 de Outubro de 2005 – Curitiba, PR.

Morais, M. S, Lima, J. W. M., Combined Natural Gas and Electricity Network Pricing - International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Em revisão.

Morais, M. S, Lima, J. W. M., Combined Natural Gas and Electricity Network Pricing – Influence on The Player's Decision - IEEE Transactions on Power Systems. Em revisão.

7.3 TEMAS PROPOSTOS PARA FUTUROS TRABALHOS

- **Tarifa e Planejamento**

A definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de redes de gás devem estar em consonância com as premissas do planejamento de expansão destas redes. Em outras palavras, o sinal econômico das tarifas de uso devem apontar para a direção do planejamento de mínimo custo. Sugere-se uma avaliação de cada metodologia de rateio a luz do seu efeito efetivo na expansão destas redes fazendo-se ajustes nas tarifas para sinalizar ao acessante os custos de expansão associados.

- **Avaliação da Estratégia dos Usuários**

Em função da necessidade de cada usuário destas redes, verificar a possibilidade de apresentar alternativas de tarifas de uso. Isto irá permitir explorar melhor as elasticidades inerentes ao usuário incorporando os seus custos na análise das tarifas.

- **Modelo Setorial e as Mudanças nas Tarifas**

Em função do desenho dos mercados de energia elétrica e de gás natural desenvolvido, avaliar a melhor metodologia a ser praticada nas tarifas de uso. Isto se deve ao fato de que os modelos do setor

elétrico e do gás natural variam de país para país e a tarifa de uso das redes deve ser compatível com estes modelos. Por exemplo, se o modelo permite a compra de capacidade de transporte por determinado agente através de leilões, as metodologias apresentadas neste trabalho devem ser alteradas para acomodar esta alternativa.

ANEXO I – Iterações do Cálculo de Fluxo de Gás – Equação de Panhandle

Cálculo do Fluxo de Gás na Rede - Equação de Panhandle

Condições Iniciais

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	8
3	16	5	300
4	17	18	3
5	2	6	300
6	6	7	300
7	7	8	300
8	3	12	109
9	2	9	10
10	9	10	10
11	10	11	10
12	11	3	10
13	18	14	58
14	14	15	58
15	15	19	58
16	13	19	109
17	12	13	109
18	8	16	300
19	5	18	308
20	4	5	8

Iterações

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-91.2366
3	16	5	330.2187
4	17	18	102.2366
5	2	6	330.2187
6	6	7	330.2187
7	7	8	330.2187
8	3	12	78.7813
9	2	9	-20.2187
10	9	10	-20.2187
11	10	11	-20.2187
12	11	3	-20.2187
13	18	14	88.2187
14	14	15	88.2187
15	15	19	88.2187
16	13	19	78.7813
17	12	13	78.7813
18	8	16	330.2187
19	5	18	238.9821
20	4	5	-91.2366

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-54.661
3	16	5	319.7503
4	17	18	65.661
5	2	6	319.7503
6	6	7	319.7503
7	7	8	319.7503
8	3	12	89.2497
9	2	9	-9.7503
10	9	10	-9.7503
11	10	11	-9.7503

12	11	3	-9.7503
13	18	14	77.7503
14	14	15	77.7503
15	15	19	77.7503
16	13	19	89.2497
17	12	13	89.2497
18	8	16	319.7503
19	5	18	265.0893
20	4	5	-54.661

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-45.5605
3	16	5	313.0264
4	17	18	56.5605
5	2	6	313.0264
6	6	7	313.0264
7	7	8	313.0264
8	3	12	95.9736
9	2	9	-3.0264
10	9	10	-3.0264
11	10	11	-3.0264
12	11	3	-3.0264
13	18	14	71.0264
14	14	15	71.0264
15	15	19	71.0264
16	13	19	95.9736
17	12	13	95.9736
18	8	16	313.0264
19	5	18	267.4659
20	4	5	-45.5605

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-44.8612
3	16	5	312.5208
4	17	18	55.8612
5	2	6	312.5208
6	6	7	312.5208
7	7	8	312.5208
8	3	12	96.4792
9	2	9	-2.5208
10	9	10	-2.5208
11	10	11	-2.5208
12	11	3	-2.5208
13	18	14	70.5208
14	14	15	70.5208
15	15	19	70.5208
16	13	19	96.4792
17	12	13	96.4792
18	8	16	312.5208
19	5	18	267.6596
20	4	5	-44.8612

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-44.8569
3	16	5	312.5177
4	17	18	55.8569
5	2	6	312.5177
6	6	7	312.5177
7	7	8	312.5177
8	3	12	96.4823
9	2	9	-2.5177
10	9	10	-2.5177
11	10	11	-2.5177

12	11	3	-2.5177
13	18	14	70.5177
14	14	15	70.5177
15	15	19	70.5177
16	13	19	96.4823
17	12	13	96.4823
18	8	16	312.5177
19	5	18	267.6608
20	4	5	-44.8569

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-44.8569
3	16	5	312.5177
4	17	18	55.8569
5	2	6	312.5177
6	6	7	312.5177
7	7	8	312.5177
8	3	12	96.4823
9	2	9	-2.5177
10	9	10	-2.5177
11	10	11	-2.5177
12	11	3	-2.5177
13	18	14	70.5177
14	14	15	70.5177
15	15	19	70.5177
16	13	19	96.4823
17	12	13	96.4823
18	8	16	312.5177
19	5	18	267.6608
20	4	5	-44.8569

Iterações = 7

Pressão nos Nós

Nó	Pressão(bar)
20	100
21	102
22	102
1	100
2	104.5179
3	104.5331
4	94.4879
5	95.9013
6	98.5751
7	92.2502
8	95.9013
9	104.5217
10	104.5255
11	104.5293
12	101.3207
13	98.9831
14	85.4429
15	98.3153
16	89.3874
17	89.3813
18	87.3761
19	96.5969

ANEXO II – Iterações do Cálculo de Fluxo de Gás – Equação de Chen

Cálculo do Fluxo de Gás na Rede

Condições Iniciais

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	8
3	16	5	300
4	17	18	3
5	2	6	300
6	6	7	300
7	7	8	300
8	3	12	109
9	2	9	10
10	9	10	10
11	10	11	10
12	11	3	10
13	18	14	58
14	14	15	58
15	15	19	58
16	13	19	109
17	12	13	109
18	8	16	300
19	5	18	308
20	4	5	8

Processo Iterativo

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-111.9913
3	16	5	370.3888
4	17	18	122.9913
5	2	6	370.3888
6	6	7	370.3888
7	7	8	370.3888
8	3	12	38.6112
9	2	9	-60.3888
10	9	10	-60.3888
11	10	11	-60.3888
12	11	3	-60.3888
13	18	14	128.3888
14	14	15	128.3888
15	15	19	128.3888
16	13	19	38.6112
17	12	13	38.6112
18	8	16	370.3888
19	5	18	258.3975
20	4	5	-111.9913

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-67.7721
3	16	5	354.7122
4	17	18	78.7721
5	2	6	354.7122
6	6	7	354.7122
7	7	8	354.7122
8	3	12	54.2878
9	2	9	-44.7122
10	9	10	-44.7122
11	10	11	-44.7122
12	11	3	-44.7122
13	18	14	112.7122

14	14	15	112.7122
15	15	19	112.7122
16	13	19	54.2878
17	12	13	54.2878
18	8	16	354.7122
19	5	18	286.9401
20	4	5	-67.7721

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-53.7928
3	16	5	345.032
4	17	18	64.7928
5	2	6	345.032
6	6	7	345.032
7	7	8	345.032
8	3	12	63.968
9	2	9	-35.032
10	9	10	-35.032
11	10	11	-35.032
12	11	3	-35.032
13	18	14	103.032
14	14	15	103.032
15	15	19	103.032
16	13	19	63.968
17	12	13	63.968
18	8	16	345.032
19	5	18	291.2393
20	4	5	-53.7928

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-51.6916
3	16	5	343.5932
4	17	18	62.6916
5	2	6	343.5932
6	6	7	343.5932
7	7	8	343.5932
8	3	12	65.4068
9	2	9	-33.5932
10	9	10	-33.5932
11	10	11	-33.5932
12	11	3	-33.5932
13	18	14	101.5932
14	14	15	101.5932
15	15	19	101.5932
16	13	19	65.4068
17	12	13	65.4068
18	8	16	343.5932
19	5	18	291.9016
20	4	5	-51.6916

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-51.5708
3	16	5	343.5177
4	17	18	62.5708
5	2	6	343.5177
6	6	7	343.5177
7	7	8	343.5177
8	3	12	65.4823
9	2	9	-33.5177
10	9	10	-33.5177
11	10	11	-33.5177
12	11	3	-33.5177
13	18	14	101.5177

14	14	15	101.5177
15	15	19	101.5177
16	13	19	65.4823
17	12	13	65.4823
18	8	16	343.5177
19	5	18	291.9469
20	4	5	-51.5708

Gasoduto	No Emissor	No Receptor	Fluxo(Mm3/h)
1	1	17	97
2	17	4	-51.5659
3	16	5	343.515
4	17	18	62.5659
5	2	6	343.515
6	6	7	343.515
7	7	8	343.515
8	3	12	65.485
9	2	9	-33.515
10	9	10	-33.515
11	10	11	-33.515
12	11	3	-33.515
13	18	14	101.515
14	14	15	101.515
15	15	19	101.515
16	13	19	65.485
17	12	13	65.485
18	8	16	343.515
19	5	18	291.9491
20	4	5	-51.5659

Pressão nos Nós

Nó	Pressão(bar)
20	100
21	102
22	102
1	100
2	97.9512
3	98.7731
4	97.9518
5	98.7108
6	94.5212
7	90.9619
8	98.7108
9	98.1573
10	98.363
11	98.5683
12	98.0713
13	97.5713
14	92.5847
15	98.548
16	95.3081
17	95.1279
18	94.1288
19	97.0704

Iteração = 8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[A2005] Andrade, M., Integração dos Mercados de Gás do Cone Sul e a Inserção do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira. Artigos Técnicos – Gás Brasil. Disponível em www.gasbrasil.com.br.

[AM2001] Azevedo, A. H. F., Lenilson, V. M., Estimativas de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão para os Projetos Prioritários de Geração Térmica. XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Outubro, 2001, Campinas, São Paulo, Brasil.

[ANP] ANP – GÁS NATURAL – LEGISLAÇÃO. Disponível em <http://www.anp.gov.br>

[ANP2002a] ANP, Nota Técnica – Portaria 045, Abril de 2002, disponível em <http://www.anp.gov.br>

[ANP2002b] ANP, Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios. Julho, 2002.

[ANP2003] Regulação no Mercado Comum Europeu para a Indústria de Gás Natural: Principais Aspectos. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Julho, 2003.

[ANP2004a] A Reforma da Indústria do Gás Natural no Peru. Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural. Contrato Nº 7039/03 – ANP- 008-766. Agosto, 2004, Rio de Janeiro.

[ANP2004b] A Reforma da Indústria do Gás Natural na Bolívia. Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural. Contrato Nº 7039/03 – ANP- 008-766. Agosto, 2004, Rio de Janeiro.

[AS1974] Aumann, R. J., Shapley, L. S., Values of Non-atomic Games. Princeton, NJ: Princeton Univ. Press, 1974.

[AS2001] Amboni, M. K., Silva, E. L., Alocação de Sobrecusto Operativo Via Teoria dos Jogos Cooperativos. XVI SNPTEE, Campinas, Brasil, 2001.

[BBOSM2003] Bayer, M. M., Balthar, A. R., Oliveira, V. M., Souza, J. R., Macedo, W. V. C., Influência da Incerteza Associada à Determinação da Composição do Gás Natural no Cálculo do fator de Compressibilidade segundo a AGA-8. METROLOGIA-2003 – Metrologia para a Vida – Sociedade Brasileira de Metrologia (SBM) – Setembro, 2003, Recife, Pernambuco, Brasil.

[BH1982] Billera, J. L.; Heath, D. C., Allocation of Shared Costs: a Set of Axioms Yielding a Unique Procedure. Mathematics of Operations Research, 7:32-39, 1982.

[BM2001] Barros, J. R. P., Melo, A. C. G., Usando Teoria dos Jogos Cooperativos para Repartir Custos Associados a Serviços Ancilares – Os Casos da Reserva de Transformação e da Potência

Reativa. XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, São Paulo, Brasil, 2001.

[C1996] Cochrant, T. W., Calculate Pipeline Flow of Compressible Fluids, Chem. Eng. Sci., Vol. 103, No. 2, pp. 115-122, 1996.

[CDP1993] Calviou, M. C., Dunnet, R. M., Plumtre, P. H., Charging for the Use of Transmission System Using Marginal Cost Methods, Proc. 11th PSCC Conference, pp 385-391, Avignon France, Aug. 30-Sep 4, 1993.

[EPE] Empresa de Pesquisa Energética – www.epe.gov.br

[F2002] Fenner, H. F., Perspectivas para o Gás Natural no Nordeste do Brasil – Dissertação de Mestrado, Universidade de Salvador, Setembro, 2002.

[F2000] Fernandes, E. S. L., Mecanismo de Regulação Tarifária na Indústria de Gás Natural: O Caso do Gasoduto Brasil Bolívia. Tese de Doutorado, USP. São Paulo, 2000.

[FGPGMM1997] Filho, X. V., Granvile, S., Pereira, M. V. F., Gorenstin, B. G., Mello, J. C., Melo, C. G. " Ancillary Services: How to Allocate Costs in an Optimisation-based Framework". CIGRÉ Symposium, Neptun, 1997.

[FGPVM2002] Filho, X. V., Greenhalg, A. B., Prada, R. B., Vieira, M. A. M., Mesquita, E. N., Transmission Cost Methodologies Revisited: A Survey on Their Applications. Informe N° 38-204. Revista EletroEvolução N° 31, 2002, p.10-14.

[FGRMMMMP2000] Filho, X. V., Gorenstin, B. G., Regino, L. R. M., Medeiros, F. J. A., Mello, J. C., Melo, C. A. G., Marzano, L. G. B., Pereira, M. V. F., Ancillary Services Trading and Cost Allocation Among Consumers (Application of Game Theory) – VII SEPOPE, Curitiba, PR, Maio, 2000.

[FMG2002] Filho, X.V., Melo, A. C. G., Gorenstin, B. G., Electricity and Gas Interaction in Hydro Thermal Systems. Informe N° 38-205. Revista EletroEvolução – N° 31, 2002, p. 15-21.

[G2001] Gama, L. S. C., Estudo para Regulamentação da Capacidade de Gasodutos – Dissertação de Mestrado, PUC – Rio de Janeiro, Fevereiro, 2001.

[G2004] www.gasnet.com.br - Entrevistas – 2004 – " Mudança de foco na Petrobrás" – Ildo Sauer.

[GEOP1996] GEOP- Gas Engineering and Operating Practices – American Gas Association, 1996.

[GF1985] Gregory, G. A., Fogarasi, M., Alternate to Standard Friction Factor Equation. Oil and Gas Journal, April 1, 1985.

[GM1971] Gay, B., Middleton, P., The Solution of Gas Network Problems, Chem. Eng. Sci., Vol. 28, pp. 109-123, 1971.

[GP1975] Gay, B., Preece, P. E., Matrix Methods for the Solution of Fluid Network Problems, Trans. Inst. Chem. Engers., Vol. 53, pp. 12-15, 1975.

[GTW2002] Gas Turbine World 2001-2002 – Handbook – Vol 22. Pequot Publishing, Inc.

[H2002] Haimanko, O., Marginal Cost Price Rule for Homogeneous Cost Functions, International Journal Game Theory 31, 2002, no. 1, 19-28.

[HBDS2001] Hecq, S., Bouffloux, Y., Doulliez, P., Saintes, P., The Integrated Planning of the Natural Gas and Electricity Systems Under Market Conditions. Proc. 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001.

[HSK1975] Hyman, S. I., Stoner, M. A., Karnitz, M. A., Gas Flow Formulas – An Evaluation: Part I. Pipeline and Gas Journal, December, 1975.

[K1987] Kumar, S., Gas Production Engineering – Vol.4, Gulf Publishing Company, Houston, 1987.

[KF2003] Krempel, A.F., Filho, A.H., O Gás Natural como Alternativa ao Crescimento da Oferta de Energia Elétrica. GÁS BRASIL - GUIA DE PRODUTOS E SERVIÇOS- 2002/2003, p.48-49.

[KJ1998] Krause, G. G., Pinto Jr. H. Q., Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural – Experiência Internacional – Agência Nacional do Petróleo – Setembro de 1998.

[L1996] Lima, J. W. M., Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp. 1409-1418, Aug. 1996.

[L2002] Lima, J. W. M., Mercado de Energia Elétrica. Curso de Pós-Graduação, Engenharia Elétrica, UNIFEI, Julho 2002.

[LPP1994] Lima, J. W. M, Pereira, M. V. F., Pereira, J. L. R., An Integrated Framework for Cost Allocation in Multi-Owned Transmission, paper 503-3 PWRS, presented at *1994 IEEE Summer Meeting*, USA.

[LSL2003] Lima, J. W. M., Souza, A. C. Z., Lopes, B. I. L., Principais Obstáculos à Intensificação do Sinal Locacional na Metodologia Nodal, SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, M.G., Outubro, 2003.

[M2003] Medeiros, A. D. R. Uma Metodologia para Alocação de Custos em um Ambiente Desregulamentado de Energia Elétrica, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

[ML2003] Moraes, M. S., Lima, J. W. M., Natural Gas Network Pricing and Its Influence on Electricity and Gas Markets. Bologna Power Tech 2003 Conference, Bologna, Itália.

[MME2002] Ministério de Minas e Energia, Relatórios de Progresso 1 a 4, Grupo de Revitalização do Setor Elétrico, 2002.

[MME2003] Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional, 16 de dezembro de 2003.

[MSZ2001] Medeiros, A. D. R., Salgado, R., Züm, H. H., Uma Metodologia para Obtenção de Fatores de Perdas Nodais via Teoria dos Jogos. XVI SNPTEE, Campinas, Brasil, 2001.

[N2004] Nascimento, M. H. L., Impacto de Centrais Eólicas no Mercado de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI – IEE – GESis, Dezembro de 2004.

[01987] Osiadacz, A. J., Simulation and Analysis of Gas Networks, Gulf Publishing Company, 1987.

[OBN2004] Oliveira, D. P., Bezerra, C. C., Neto, O. S. S., A Regulação do Gás Natural no Direito Comunitário Europeu e no Mercosul. Texto Inserido no Jus Navigandi nº 584 (11.2.2005). Elaborado em 03.2004 – Disponível em www1.jus.com.br.

[ONS] www.ons.org.br - Site do Operador Nacional do Sistema.

[P2003] Pereira, M. G., Gás Natural e o Setor Elétrico Brasileiro. GÁS BRASIL - GUIA DE PRODUTOS E SERVIÇOS- 2002/2003, p. 58-59.

[PN2004] Palomino, R. G., Nebra, S. A., Perspectivas de Uso de Gás Natural na América Latina. Departamento de Energia, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, Outubro, 2004.

[R2004] Repar, J. A., A Indústria Argentina de Gás Natural e seus Atuais Desafios. Artigos Técnicos – Gás Brasil, Abril, 2004. Disponível em www.gasbrasil.com.br.

[RPF1995] Rudnick, H., Palma, R., Fernández, J. E., Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995.

[S1953] Shapley, L. S., A Value for n-person Games: Contributions to the Theory of Games. Annals of Mathematics Studies – Princeton University, 2(28):307-317, 1953.

[S2001] Schroeder, D. W. J, A Tutorial on Pipe Flow Equation., Stoner Associates, Inc., Carlisle, Pennsylvania, August, 2001.

[SCG/ANP2002a] SCG/ANP - Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural - Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural. Fevereiro, 2002.

[SCG/ANP2002b] SCG/ANP - Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural – Descrição da Metodologia de Cálculo das Tarifas de Transporte de Gás Natural. Setembro, 2002.

[SGMO1989] Shirmohammadi, D., Gribik, P. R., Malinowski, J. H., O'Donnell, R.E., Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No.4, October 1989.

[SHP1996] Singh, H., Hao, S., Papalexopoulos, A., Cost Allocation in Electric Power Networks using Cooperative Game Theory, Ecco International, Aug. 1996, disponível em www.eccointl.com/publications.html.

[SRT/ANEEL1999] SRT/ANEEL, Superintendência de Regulação dos Sistemas de Transmissão, "Manual da Metodologia Nodal para Cálculo de Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos" – Nota Técnica 003/1999, Brasília, DF, 1999. Aprovado pela Resolução 281/99.

[T1994] Tabors, R. D., Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, pp. 206-215, Feb 1994.

[T2002a] Tinoco, E., Regulação do Gás Natural no Brasil. CENÁRIOS 2002, ANP.

[T2002b] Turdera, M. V., A Evolução do Mercado de Gás Natural – Parte XXIII. Gás Brasil, 2002. disponível em <http://www.gasbrasil.com.br>

[T2005] Tavares, M. A., Gás Natural no Cone Sul – Desafio da Integração. Módulo II. I Seminário Nacional – Petróleo e Gás no Brasil. Valor e FGV – Ibre, 05 de Abril de 2005, Rio de Janeiro.

[TL2001] Tan, X., Lie, T. T., Allocation of Transmission Loss Cost Using Cooperative Game Theory in the Context of Open Transmission Access, Proceedings of the IEEE/PES Winter Meeting, 3:1215-1219, 2001.

[TL2002] Tan, X., Lie, T. T., Application of the Shapley Value on Transmission Cost Allocation in the Competitive Power Market Environment - Proceedings of the IEE – Part C, 149(1):15-20, 2002.

[VS1978] Vennard, J. K., Street, R. L., Elementos de Mecânica dos Fluidos – 5ª Edição – Guanabara Dois, 1978, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[WS1973] Wylen, G. J. V., Sountag, R. E., Fundamentos da Termodinâmica Clássica. Editora Edgar Bluchen Ltda, 1973, São Paulo.

[ZR2002] Zolezzi, J. M., Rudnick, H., Transmission Cost Allocation by Cooperative Games and Coalition Formation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, Nov. 2002, pp. 1008-1015.