



Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços

Até dezembro de 2001

SÉRIES ANP

Número IV

RIO DE JANEIRO

2002

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	4
I - INTRODUÇÃO.....	5
I.1 CAPÍTULO II: PREÇO MÁXIMO DO GÁS NACIONAL	6
I.2 CAPÍTULO III: PREÇO DO GÁS IMPORTADO	8
I.3 CAPÍTULO IV: PREÇO DO GÁS DESTINADO AO PPT	9
II - PREÇOS MÁXIMOS DO GÁS NATURAL DE PRODUÇÃO NACIONAL PARA VENDAS À VISTA ÀS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS DE GÁS CANALIZADO	10
II.1 HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO.....	10
II.1.1 <i>Preço Máximo do Gás Natural nos Pontos de Entrega</i>	11
II.1.2 <i>Etapas Futuras e a Desregulamentação</i>	13
II.2 PREÇO DO GÁS NA ENTRADA DO GASODUTO DE TRANSPORTE (COMMODITY).....	14
II.3 PORTARIA ANP 108 DE 28 DE JUNHO DE 2000.....	15
II.4 METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS PARCELAS REFERENCIAIS DE TRANSPORTE.....	16
II.4.1 <i>Definições e Conceitos</i>	17
II.4.2 <i>Aplicação</i>	21
II.5 PORTARIA ANP 101 DE 26 DE JUNHO DE 2001	26
II.5.1 <i>Recurso interposto pelo Sindicato da Indústria de Refinação do Sal no Estado do Rio de Janeiro</i>	29
II.6 PORTARIA 130 DE 29 DE AGOSTO DE 2001.....	32
II.7 PARCELA DE REFERENCIAL DE TRANSPORTE E A ASSINATURA DOS CONTRATOS DE TRANSPORTE PARA A CAPACIDADE ATUALMENTE EXISTENTE NOS GASODUTOS DESTINADOS A MOVIMENTAÇÃO DO GÁS NATURAL DE PRODUÇÃO NACIONAL.....	32
III - PREÇOS DO GÁS NATURAL IMPORTADO	35
III.1 1º CONFLITO ENTRE TBG E ENERSIL, CONTRATO DE SERVIÇO DE TRANSPORTE NÃO FIRME.....	37
III.2 2º CONFLITO ENTRE TBG E ENERSIL, TERMO ADITIVO AO CONTRATO.....	38
III.2.1 <i>Questões Levantadas pela TBG</i>	39
III.2.2 <i>Resolução da ANP</i>	41
III.2.3 <i>Tarifas aplicadas a penalidades</i>	42
III.3 CONFLITO ENTRE TBG E BG REFERENTE AO SERVIÇO DE TRANSPORTE FIRME.....	42
III.4 CONSIDERAÇÕES DA ANP SOBRE AS TARIFAS PARA O GASBOL.....	44
III.4.1 <i>Consideração da Distância no Preço do Transporte</i>	44
III.4.2 <i>Clausulas de Pagamento Mínimo (ship or pay)</i>	45
III.4.3 <i>Tarifas para o Gasoduto Bolívia-Brasil</i>	46
IV - PREÇOS DO GÁS NATURAL DESTINADO AO PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELETRICIDADE (PPT)	48
IV.1 ATRIBUIÇÕES DAS ATIVIDADES QUE COMPÕEM O PPT	48
IV.2 POSIÇÃO DA ANP.....	49
IV.3 VIABILIZAÇÃO DE PROJETOS POSTERIORES AO PRAZO DEFINIDO NA PORTARIA 176.....	50
IV.4 PERSPECTIVAS.....	51
VI. ANEXOS	53
VI.1 PORTARIAS.....	53
VI.1.1 <i>ANEXO 1 - Portaria MME/MF Nº 3, de 2000</i>	53
VI.1.2 <i>ANEXO 2 - Portaria ANP 108 de 2000</i>	55
VI.1.3 <i>ANEXO 3 – Portaria ANP 205 de 2000</i>	57
VI.1.4 <i>ANEXO 4 – Portaria ANP 101 de 2001</i>	58
VI.1.5 <i>ANEXO 5 – Portaria ANP 130 de 2001</i>	59
VI.1.6 <i>ANEXO 6 – Portaria ANP 8 de 2001</i>	60
VI.1.7 <i>ANEXO 7 – Portaria ANP 169 de 1998</i>	60
VI.1.8 <i>ANEXO 8 – Portaria ANP 62 de 2001</i>	65
VI.1.9 <i>ANEXO 9 - Portaria MME/MF 176 de 2001</i>	65

VI.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS PARCELAS REFERENCIAIS DE TRANSPORTE.....	0
VI.2.1 ANEXO 10 - Portaria ANP 108 de 2000 - Valor Atual e Custos de Operação e Manutenção.....	0
VI.2.2 ANEXO 11 - Portaria ANP 108 de 2000 - Tabela de Depreciação Ross-Heidecke.....	0
VI.2.3 ANEXO 12 - Portaria ANP 108 de 2000 - Valor Residual.....	1
VI.2.4 ANEXO 13 - Portaria ANP 108 de 2000 - Estimativas de Capacidades Contratadas.....	2
VI.2.5 ANEXO 14 - Portaria ANP 108 de 2000 - Cálculo do Custo Unitário.....	1
VI.2.6 ANEXO 15 - Portaria ANP 108 de 2000 - Distância Média Equivalente	0
VI.3 ANEXO 16 - PARTICULARIDADES NOS DADOS DOS CÁLCULOS DA PARCELA REFERENCIAL DE TRANSPORTE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO NA PORTARIA ANP 108 DE 2000	5
VI.4 ANEXO 17 - PARCELA REFERENCIAL DE TRANSPORTE NO ESTADO DO ALAGOAS DE ACORDO COM A PORTARIA ANP 101 DE 2001.....	6
VI.5 ANEXO 18 - CONSOLIDAÇÃO DOS COMENTÁRIOS À MINUTA DE PORTARIA REFERENTE À TARIFA DO GÁS NACIONAL (PORTARIA ANP 130 DE 2001).....	8

APRESENTAÇÃO

A presente publicação pretende apresentar o histórico recente da regulamentação, conjuntura do mercado, metodologias de cálculo, acontecimentos e discussões geradas em torno dos preços e das tarifas de transporte do gás natural no Brasil, **até dezembro de 2001**.

A Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, instituída em março de 1999, possui como principais incumbências a elaboração de estudos com vistas a possibilitar o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira; gerir as atividades associadas à importação, exportação e movimentação do gás; propor requisitos a serem atendidos pelos proponentes interessados em exercer tais atividades e desempenhar outras atividades correlatas.

É dever do agente regulador viabilizar o desenvolvimento do mercado de gás, visando à competitividade via preços e à alta qualidade dos serviços. Para que esse objetivo seja alcançado, é de fundamental importância que algumas ações sejam colocadas em prática. Dentre elas, destacam-se a separação das etapas potencialmente competitivas daquelas de natureza monopolista; a garantia de livre acesso à infra-estrutura de transporte e a introdução de concorrência no suprimento do gás.

Ademais, uma das missões mais importantes da entidade reguladora é proteger os consumidores de eventuais condutas anticompetitivas que afetem o seu bem-estar.

A Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG) tem buscado, sempre que preciso, orientar suas ações por meio de estudos, pareceres e relatórios criados pelos membros de sua equipe, os quais tomam a forma de Notas Técnicas. As Notas elaboradas em 2001 referentes à política de preços do gás natural constituem a motivação deste livro.

I - INTRODUÇÃO

O preço do gás natural vendido às distribuidoras é composto, fundamentalmente, por duas parcelas, uma referida como *commodity* (ou *wellhead price*), destinada a remunerar o produtor, e outra denominada tarifa de transporte, destinada ao serviço de movimentação do gás entre as áreas de produção e consumo.

Atualmente, existem três formas distintas de determinação desses preços no país. O gás natural de produção nacional é regulamentado pela Portaria Interministerial MME/MF 003/00, que estabelece, em seus artigos 1º e 2º, o preço máximo do gás natural de origem nacional para venda às empresas concessionárias de gás canalizado. Esse preço é o somatório entre o preço da *commodity* gás natural na entrada do gasoduto de transporte e a parcela referencial de transporte entre os pontos de recepção e entrega do energético. Esta última, calculada pela ANP, está atualmente regulamentada pela Portaria ANP n.º 045/02.

O principal objetivo da Portaria MME/MF 003/00 foi reduzir as distorções no processo de formação de preço do gás natural, por meio da introdução de mecanismos que refletem com mais clareza a sua estrutura de custos e sinalizam de forma mais adequada à realização de investimentos, favorecendo o início de um processo de desregulamentação. Assim, as premissas adotadas para a elaboração da Portaria foram: i) menor volatilidade de preços com relação à regulamentação anterior; ii) simplicidade das regras, dada a fase incipiente da indústria; iii) separação ao menos referencial, na esfera da formação de preços, das atividades de comercialização e transporte; iv) introdução progressiva do fator distância no cálculo da tarifa de transporte, reduzindo os subsídios cruzados entre os usuários; v) eliminação dos preços diferenciados por uso final; e vi) compromisso com a desregulamentação dos preços do gás natural, de acordo com o desenvolvimento do mercado.

Tudo isso, até que sejam firmados contratos de transporte, contendo tarifas que reflitam de fato os custos associados à prestação do serviço, os quais constituem o objeto principal de atuação do órgão regulador.

Já no caso do gás natural importado destinado à distribuição local, o preço de venda às distribuidoras já foi liberado desde a publicação da Portaria Interministerial 03,

citada anteriormente. Neste caso, valem os contratos já existentes ou futuros, negociados livremente entre as partes.

Finalmente, para o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), temos uma regulamentação a parte, a Portaria Interministerial MME/MF 176 de 2001, que 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 gás de produção nacional, estabeleceu-se um preço médio de suprimento ao Programa, com base em um portfólio composto de 80% de gás importado e 20% de gás nacional.

Assim, o objetivo deste trabalho é o de apresentar, e inserir em um contexto histórico, as diferentes linhas que compõem o atual processo de formação dos preços de venda do gás natural às companhias distribuidoras de gás canalizado no Brasil, incluindo as questões relacionadas às tarifas de transporte de gás. As diferentes formas de determinação dos preços referidas acima são o objeto deste documento e serão tratadas nos capítulos II, III e IV, respectivamente.

Nos anexos foram incluídas as portarias mencionadas nesse texto e os dados dos cálculos das parcelas referenciais de transporte do preço do gás nacional publicadas na Portaria ANP 108 de 2000 (são os mesmos anexos presentes na nota explicativa publicada com essa Portaria).

I.1 Capítulo II: Preço Máximo do Gás Nacional

São abordados os pontos expostos a seguir.

1) Breve histórico da regulamentação recente do preço do gás nacional. É descrito o contexto histórico econômico, a motivação das normas aplicadas e os objetivos da regulação do mercado, tendo as normas tarifárias como ferramenta.

2) Preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (*commodity* ou *wellhead price*) e fórmula de ajuste desse preço. Ainda não existe no Brasil a separação de fato das atividades de comercialização e transporte. Dadas as características atuais do mercado de gás natural, resultantes do longo período de monopólio legal, e a dificuldade de obtenção de informações precisas e consistentes, os valores das duas parcelas componentes do preço a que se chegou, representam apenas um esforço inicial em representar essas estruturas de custos. Como uma das consequências

dessas dificuldades, ainda se vêem presentes na parcela referente ao produto (*commodity*), custos que se entendem como da atividade de transporte. Ao longo do segundo capítulo essas questões serão aprofundadas.

3) Princípios adotados e objetivos do órgão regulador com a publicação da Portaria 108 de 2000, e discussões geradas em torno dessa publicação. Em particular, questões referentes aos dados usados nos cálculos da tarifa para o estado do Rio de Janeiro.

4) Metodologia de cálculo adotada para as parcelas referenciais de transporte. São explicadas as definições e conceitos da metodologia escolhida e como ela foi aplicada à realidade brasileira (como publicado na nota explicativa da Portaria ANP 108 de 2000).

5) Reavaliação feita em 2001 do cálculo das tarifas, com a publicação da Portaria ANP 101 de 2001. São descritas as modificações em relação à Portaria anterior, suas fundamentações e reações provocadas.

Um dos principais aspectos da metodologia tarifária adotada é a inclusão da distância percorrida pelo gás como fator de definição da parcela referencial de transporte, dado que esse é um fator fundamental no custo da atividade. Uma consequência imediata dessa aplicação é o benefício de estados “produtores” frente a estados “consumidores”. O objetivo é a minimização dos subsídios cruzados entre consumidores, fazendo com que o valor pago por cada um esteja o mais vinculado possível, de acordo com as informações disponíveis, com o custo do serviço a ele prestado.

Como será explicado nesta seção, os valores publicados com a Portaria 108, continham, em decorrência de classificações inadequadas de dutos da malha do Brasil, subsídios cruzados entre os estados em desacordo com a metodologia proposta.

A tentativa de correção dessas distorções gerou reação contrária por parte daqueles que estavam sendo beneficiados por elas. E estes eram, justamente, os usuários mais prejudicados pela política de preço único, anteriormente em vigor. Essa reação foi vista como uma forma oportunista de ater-se a um benefício indevido, resultante da falta de informações precisas, justo por parte dos usuários para quem se procuravam tarifas mais justas.

As discussões em torno desse ponto são expostas nessa seção. Detalhes da discussão foram postos em anexo.

6) Portaria ANP 130 de 2001 que leva à consulta pública minuta de nova Portaria para definição das tarifas. Minuta essa, que mantém os princípios adotados na Portaria 101. São abordados os comentários e sugestões recebidos e observações da Agência.

7) Considerações feitas pela Agência Nacional do Petróleo na nota técnica 33 de 2001, com foco na urgência da definição de contratos de transporte, ponto primordial para que se estabeleça um mercado dentro do modelo que se objetiva.

A reação aos ajustes à Portaria 108 gerou um desgaste no valor do esforço para a elaboração das parcelas referenciais de transporte, levantando a consideração de se concentrar esforços na elaboração de contratos de transporte, que é o objetivo do órgão regulador. A definição das parcelas referenciais é uma medida transitória, paliativa, enquanto esses contratos não são firmados.

I.2 Capítulo III: Preço do Gás Importado

O terceiro capítulo trata do gás natural importado. O preço do gás importado é livre, determinado através de acordo entre as partes e expresso contratualmente. Cabe à ANP a resolução de conflitos e o monitoramento das práticas de mercado.

Em 2001, foram arbitrados pela Agência quatro casos de conflito relacionados ao livre acesso ao gasoduto Bolívia-Brasil; dois entre a TBG e a Enersil, referentes ao serviço de transporte não firme¹ e atrelados a um mesmo contrato; e outros dois entre a TBG e a British Gas do Brasil, um referente ao serviço firme e outro ao não firme.

São expostos nesse texto os aspectos tarifários de três desses conflitos e suas resoluções, com o objetivo de explicitar as diretivas adotadas para a definição de tarifas do gás natural importado.

No final do capítulo, são apresentadas considerações feitas pela Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG) da ANP para fundamentar a resposta da Agência à solicitação de esclarecimentos, feita pelo Tribunal de Contas da União, referentes às tarifas de transporte estabelecidas nas resoluções dos conflitos

¹ Serviço de Transporte Firme (STF) é o serviço prestado pelo transportador com a movimentação de gás de forma ininterrupta até o limite estabelecido pela capacidade contratada. O serviço não firme (STNF) depende da ociosidade/disponibilidade do gasoduto.

mencionados. São ditos também os valores definidos. Essas considerações estão na nota técnica 20 de 2001 da superintendência.

Dois dos principais aspectos das tarifas definidas nas resoluções são:

1. consideração da distância entre os pontos de recepção e entrega; e
2. equivalência da tarifa não firme à tarifa firme relevante a um fator de carga de 90%.

I.3 Capítulo IV: Preço do Gás Destinado ao PPT

O terceiro capítulo trata do preço do gás destinado ao Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). De acordo com a Portaria MME/MF nº176/01, o preço do gás a ser ofertado pela Petrobras para as termelétricas, definido no âmbito do PPT do Ministério de Minas e Energia (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\$ 2,581/MMBTU**, e deveria ser corrigido anualmente, conforme a inflação norte-americana (PPI).

Por meio desta Portaria, foi introduzido um mecanismo de compensação das variações cambiais, de forma a alinhar os reajustes de preço do gás natural com os reajustes das tarifas de energia elétrica, eliminando o risco de perdas cambiais no período entre os reajustes, freqüentemente citado como principal entrave ao desenvolvimento dos projetos de geração térmica no país. No entanto, o fornecimento de gás natural sob as condições estabelecidas na Portaria foi limitado a plantas que entrarem em operação comercial até junho de 2003 e a um volume total de até 40 milhões de m³/dia de gás natural.

O texto traz considerações da ANP sobre o programa e o papel do gás no setor termelétrico. Menciona as atribuições definidas a distintas instituições nas diferentes atividades que compõem o programa e coloca o posicionamento da ANP frente às suas atribuições e as sugestões feitas pela Agência, em particular, no que tange à preocupação com a viabilização de projetos posteriores ao prazo definido na Portaria 176 e o desenvolvimento de longo prazo do mercado de gás do país.

II - PREÇOS MÁXIMOS DO GÁS NATURAL DE PRODUÇÃO NACIONAL PARA VENDAS À VISTA ÀS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS DE GÁS CANALIZADO

II.1 Histórico da Regulamentação

Até as portarias Interministeriais MF/MME 90, 91 e 92 de 1999, o preço máximo de venda do gás natural às concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado era determinado pela Portaria DNC nº 24, de junho de 1994.

A Portaria DNC 24/94 estabelecia uma paridade de 75% entre o preço máximo de venda do gás natural, para fins combustíveis, e o preço do óleo combustível 1A, na base de distribuição primária, considerada a equivalência energética entre esses produtos. O preço de venda do gás natural referenciado na Portaria DNC 24/94 não identificava separadamente a parcela do preço referente ao transporte do gás até os pontos de entrega.

Essa regra se mostrou bastante estável devido ao controle dos preços dos óleos combustíveis. A partir do início do 1999, a flexibilização das regras para a fixação dos preços dos óleos combustíveis e a conjuntura desfavorável no mercado internacional conduziram a um contexto de alta volatilidade dos preços máximos para o gás natural.

Com a edição das portarias Interministeriais de 1999, os preços dos óleos combustíveis passam a estar vinculados ao mercado internacional. Em decorrência da forte volatilidade dos preços do petróleo, o preço máximo de venda do gás natural começa a experimentar considerável oscilação.

Se apresentou urgente a definição de mecanismos de preço que refletissem com mais precisão a estrutura de custos das distintas atividades da cadeia produtiva. E dessa forma, reduzir as distorções do processo de formação de preço do gás natural, reflexo da estrutura monopolista que configura ainda hoje a indústria de gás no Brasil. Se procurava menor volatilidade dos preços, simplicidade das regras, dada a fase ainda incipiente da indústria, e separação definitiva, do ponto de vista da formação do preço, entre as atividades de comercialização e transporte.

Vale mencionar que, além dessas, outras preocupações estavam sendo consideradas, entre as quais o programa de redução da queima do gás natural associado nos *flares*

ampliando a oferta de gás de produção nacional, e restrições ambientais ao uso do óleo combustível no setor industrial próximo aos grandes centros.

Diante do exposto, concluiu-se pela edição de uma nova regulamentação específica para os preços do gás natural, baseada em dois princípios fundamentais:

- a) 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;
- b) a introdução progressiva da distância percorrida pelo gás no cálculo da parcela referente ao transporte que é fator determinante no custo da atividade.

Esperava-se dar maior transparência à formação de preço, possibilitar diferentes mecanismos de correção para cada parcela que compõe o preço nos pontos de entrega, reduzir os subsídios cruzados entre usuários do serviço e incrementar a eficiência na utilização da rede de transporte.

II.1.1 PREÇO MÁXIMO DO GÁS NATURAL NOS PONTOS DE ENTREGA

Assim, a Portaria Interministerial MF/MME N° 03 de 17 de Fevereiro de 2000 estabeleceu preços máximos para a venda à vista do gás natural de produção nacional às distribuidoras estaduais nos pontos de entrega. Esse preço é o resultado da soma de duas parcelas, uma referente ao transporte e outra ao produto. Na parcela referente ao produto estão incluídos todos os custos e a remuneração até a entrada do gás no sistema de transporte: produção, transferência e processamento. Na parcela referente ao transporte estão incluídos todos os custos e a remuneração da atividade de transporte. As duas parcelas são corrigidas de forma diferente, cabendo à ANP estabelecer os valores da parcela de transporte.

É importante esclarecer que o preço controlado continuou sendo o preço máximo nos pontos de entrega. As duas parcelas definidas na Portaria visavam a transparência da remuneração às diferentes atividades. Mas nenhuma representa isoladamente um preço máximo.

A parcela relativa ao transporte (Tref), denominada inicialmente Tarifa de Transporte de Referência, calculada de forma a prover a remuneração considerada adequada ao sistema classificado como de transporte, teve por base o valor estimado dos ativos

que compõem esse sistema. Essa estimativa foi feita de acordo com o custo de reposição da malha de gasodutos de transporte existente.

O termo “Tarifa de Transporte de Referência” foi posteriormente substituído por “Parcela Referencial de Transporte” para explicitar o fato de que não se trata de uma tarifa, paga pela atividade de transporte, mas de uma parcela referencial para compor o preço máximo de venda do gás (mais especificamente, da parcela referente à remuneração da atividade de transporte).

A parcela relativa ao produto, parcela P_{GT} , denominada preço do gás na entrada do gasoduto de transporte, foi calculada residualmente como a diferença entre o preço nos pontos de entrega praticado ao longo do segundo semestre de 1999 e a parcela de transporte. Esse valor inicial foi indexado à taxa de câmbio e à mesma cesta de óleos aplicada no contrato de importação de gás boliviano firmado pela Petrobras.

Parte considerável dos custos de movimentação do gás natural de produção nacional comercializado é considerada de “transferência”. Devido à carência de informações e à necessidade de avaliação mais detalhada desses custos, eles foram incorporados pela parcela P_{GT} .

No momento em que foi concebida a Portaria Interministerial MF/MME Nº 03, existia grande preocupação com a manutenção do vínculo entre o preço do gás e do seu principal substituto no segmento industrial, o óleo combustível; e com a atratividade das atividades de exploração e produção em áreas com perspectivas favoráveis à descoberta de gás. Mas para a regulação econômica, a questão principal era a separação (*unbundling*) de fato entre as atividades de comercialização e transporte de gás na formação do preço. Atualmente, o gás nacional ainda é comercializado de forma “fechada” pela Petrobras. Ainda não foram firmados para o gás nacional contratos de transporte.

A possibilidade de que no período de vigência da regulação dos preços ocorram investimentos em novos gasodutos de transporte, ou mudanças importantes na configuração da demanda, leva à necessidade de revisão periódica do cálculo da parcela referencial de transporte, de forma a garantir uma remuneração do investimento na atividade que não seja excessiva ou insatisfatória. Note, entretanto, que o preço máximo estabelecido pela Portaria Interministerial nº 03 aplica-se a todo fornecimento de gás de produção nacional utilizando os gasodutos já existentes ou que venham a ser construídos.

No art. 69 da Lei 9478/97 fica estabelecido que durante um período de transição os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural serão determinados em ato conjunto do Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda. Dessa forma, a Portaria da ANP em particular ou regulamentação que a substitua vigoraria, a princípio, enquanto os preços forem regulamentados.

II.1.2 ETAPAS FUTURAS E A DESREGULAMENTAÇÃO

A Portaria Interministerial MF/MME 3 de 2000 e a referente Portaria ANP iniciou um processo de reestruturação das relações comerciais no mercado de gás natural e apontou para uma futura separação efetiva das atividades de comercialização e transporte desse energético no país.

Contudo, a parcela referencial de transporte considera apenas os custos do sistema atualmente definido como de transporte. Os custos de transferência, como já mencionado anteriormente, estão incorporados na parcela referente ao preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte. Uma reclassificação melhor fundamentada dos dutos de transferência, ainda limitada pela carência de informação, e a passagem de custos hoje definidos como de transferência para a parcela referencial de transporte, seria um passo importante para uma melhor visualização da estrutura de custos envolvidos na comercialização do gás natural.

Além disso, reforçamos que a regulamentação atual não representa ainda a separação definitiva que se espera. É na estrutura contratual atualmente existente que estão os maiores entraves à real separação entre as atividades de comercialização e transporte de gás natural. Os contratos de fornecimento de gás de produção nacional entre PETROBRAS e distribuidoras não prevêm forma alguma de separação do transporte, consideram apenas o gás entregue às distribuidoras como um “pacote fechado”, e não discriminam a origem e o destino dos volumes movimentados.

Conseqüentemente, é imprescindível a reestruturação das relações contratuais entre transportadores, carregadores e companhias distribuidoras, discriminando capacidades de transporte e volumes movimentados entre cada ponto de recepção e entrega.

Essas mudanças proporcionarão maior clareza na identificação dos custos e a correta alocação dos mesmos entre usuários, elementos primordiais ao desenvolvimento de um mercado de gás mais eficiente e competitivo.

II.2 Preço do Gás na Entrada do Gasoduto de Transporte (*commodity*)

O preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte foi calculado inicialmente como a diferença entre o preço nos pontos de entrega praticado entre os meses de agosto e dezembro de 1999 (130,20 R\$/mil m³), e a parcela referencial de transporte calculada pela ANP. Este preço significava a remuneração dos produtores (no caso, a PETROBRAS) com a venda do gás, a partir da separação (ainda conceitual) entre as atividades de comercialização e transporte.

Evita-se denominar o preço do gás na entrada da rede de transporte, como “preço na boca do poço”, por incorporar os custos de transferência e processamento do gás. De fato, o preço na entrada do gasoduto de transporte no Brasil não é comparável ao preço na boca do poço em países como Bolívia ou Argentina, onde não há a concepção de dutos de transferência, e toda a movimentação de gás natural até os postos de entrega para a distribuição é considerada transporte.

Esse preço inicial passaria então a ser reajustado trimestralmente, com base em uma fórmula similar à aplicada sobre o gás natural importado da Bolívia. Essa forma de reajuste permitiria, por um lado, maior estabilidade e previsibilidade ao mercado e, por outro, a convergência entre as regras de variação do gás nacional e importado².

A cada trimestre, o preço do gás na entrada da rede de transporte seria:

$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT(ant)} + 0,50 \times P_{GT(0)} \times \left[0,50 \times \frac{F1}{F1_0} + 0,25 \times \frac{F2}{F2_0} + 0,25 \times \frac{F3}{F3_0} \right] \times \left(\frac{TC}{TC_0} \right)$$

Onde:

$P_{GT(ant)}$ = o valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo P_{GT} ;

$P_{GT(0)}$ = o valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80 / mil m³;

² Reajustes baseados em períodos mais longos apresentam três principais aspectos positivos: (1) maior previsibilidade aos agentes; (2) redução dos efeitos de fortes oscilações temporárias no mercado do óleo; e (3) redução dos custos de transação associados ao momento do reajuste.

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo “m” o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;

TC_0 = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

F1, F2 e F3 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no *Platt's Oilgram Price Report*, tabela *Spot Price Assessments*, dos meses m-4, m-3 e m-2, sendo:

F1 = produto designado na referida publicação por *Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy*;

F2 = produto designado na referida publicação por *Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne*;

F3 = produto designado na referida publicação por *Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes FOB NWE*;

$F1_0$, $F2_0$ e $F3_0$ = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no *Platt's Oilgram Price Report*, tabela *Spot Price Assessments*, dos produtos a que correspondem F1, F2 e F3 acima designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

II.3 Portaria ANP 108 de 28 de Junho de 2000

A Portaria 108 de 28 junho de 2000 da ANP estabeleceu as parcelas referenciais de transporte por estado (a metodologia adotada para o cálculo será explicada na próxima seção). Essa Portaria estabeleceu que as tarifas deveriam ser revisadas anualmente, de forma a refletir melhor a correta identificação e alocação de custos entre os usuários e atualizadas monetariamente pela variação do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas a cada 12 meses, a partir de 1º de Julho de 2001.

Um dos objetivos fundamentais da nova regulamentação foi a introdução de sinais locais no transporte de gás por meio da consideração da variável distância no cálculo da tarifa de referência. Na proposta preliminar foi apresentado um cronograma

que conduzia gradualmente a uma situação de tarifas de referencia proporcionais à distância percorrida dentro da rede de transporte.

Visando evitar a introdução de grandes mudanças nas tarifas enquanto não se tinha disponíveis informações de custo e demanda mais precisas, optou-se por considerar apenas de 30% dos custos proporcionais à distância. Essa medida sinalizou para um contexto onde custos foram alocados com mais eficiência entre usuários, todavia limitando o impacto de possíveis imprecisões. Ao longo do tempo seriam feitas revisões com o objetivo de identificar e alocar melhor os custos associados ao transporte de gás natural para cada usuário.

Os cálculos foram feitos considerando-se um gasoduto fictício único, consolidando todos os gasodutos da rede de transporte de gás nacional, ao invés de se fazer um cálculo separado para cada gasoduto. As justificativas para tanto foram: a imprecisão das estimativas utilizadas, que poderiam conduzir a distorções nos custos de investimento para cada sistema tomado isoladamente; e a lógica do abastecimento nacional sob a qual foram realizados tais empreendimentos.

As parcelas referenciais de transporte publicados na Portaria ANP 108/2000 foram:

Estado	(R\$/mil m ³)
Ceará	22,13
Rio Grande do Norte	18,67
Paraíba	23,74
Pernambuco	27,51
Sergipe	16,46
Bahia	16,84
Espírito Santo	16,80
Rio de Janeiro	17,31
São Paulo	23,97
Minas Gerais	26,49

II.4 Metodologia de Cálculo das Parcelas Referenciais de Transporte

No que se segue está apresentada a metodologia utilizada pela ANP no cálculo das parcelas referenciais de transporte no preço do gás nacional.

A metodologia e os cálculos feitos foram postos à consulta pública no primeiro semestre de 2000. A ANP recebeu comentários de entidades nacionais e internacionais a partir dos quais realizou alterações. O resultado final foi publicado com a Portaria 108 de 28 de junho de 2000.

II.4.1 DEFINIÇÕES E CONCEITOS

a. Custos

a.1 Classificação de Custos

Os custos associados ao serviço de transporte podem ser classificados em custos fixos e custos variáveis.

Custos fixos são os custos que não variam com a quantidade de gás movimentada. São constituídos pelos custos de investimento e custos de operação e manutenção que independem do volume transportado (incluindo custos administrativos e despesas gerais; impostos; seguros; entre outros).

Custos variáveis são os custos que variam com a quantidade de gás movimentada. São basicamente os custos de operação e manutenção relacionados à compressão (gás combustível, lubrificantes, eletricidade, entre outros) e perdas de gás.

a.2 Determinantes de Custos

Para garantir que as tarifas reflitam a natureza dos custos, sua origem e responsabilidade, é essencial identificar quais são os fatores relevantes para a determinação destes custos, isto é, os determinantes de custos. Em seguida, deve-se incorporá-los de maneira adequada na metodologia de cálculo das tarifas, garantindo que os custos sejam eficientemente alocados aos usuários.

Os principais determinantes dos custos de investimento e dos custos fixos de operação e manutenção de um sistema de transporte de gás natural são:

- a extensão do gasoduto
- o volume máximo a ser transportado em um dia de pico

No caso de gasodutos que ligam diretamente zonas de produção a centros de consumo, a extensão do gasoduto é simplesmente a distância entre essas áreas.

Considerando que um gasoduto é dimensionado para a sua utilização máxima, o volume máximo a ser transportado determina a capacidade máxima do gasoduto.

Assim, todos os *custos fixos* podem ser atribuídos à capacidade contratada pelo carregador³, uma vez que esta corresponde à reserva de utilização da capacidade do gasoduto (demanda de capacidade).

³ O termo carregador se refere à empresa usuária do serviço de transporte contratado junto ao transportador.

No caso dos custos variáveis de operação e manutenção, os principais determinantes de custos são o volume transportado e a distância entre os pontos de recepção e entrega, os quais devem ser atribuídos à movimentação do gasoduto.

a.3 Momento de Capacidade de Transporte (MC)

Uma vez identificado que os principais determinantes de custos fixos são a capacidade e distância, a demanda total de transporte de gás deve ser expressa por um indicador de capacidade e distância ($m^3.km$), denominado momento de capacidade de transporte.

O momento de capacidade de transporte é dado pelo somatório dos produtos da capacidade contratada pela distância entre os pontos de recepção e entrega a ser percorrida pelo gás contratado.

$$MC = \sum_i^n \sum_j^p C_{ij} \times D_{ij}$$

onde: MC = momento de capacidade total ($m^3.km$)

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)

n = número de pontos de entrega

p = número de pontos de recepção

b. Tarifas por Distância

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

b.1 Tarifas Ponto a Ponto

A metodologia de tarifas ponto a ponto resulta no cálculo de uma custo unitário por $m^3.km$, que é aplicado ao transporte entre cada ponto de recepção e entrega. Para cada carregamento é cobrado ao usuário uma tarifa por m^3 dada pelo produto da distância entre os pontos de entrega e de recepção e o custo unitário.

Desse modo, a tarifa por m^3 entre o ponto de recepção (x) e o ponto de entrega (y) é obtida da seguinte maneira:

$$Tarifa_{xy} = CustoUnitário \times D_{xy}$$

onde: $Tarifa_{xy}$ = tarifa de transporte entre os pontos x e y ($R\$/m^3$)

$Custo Unitário$ = custo unitário de transporte ($R\$/m^3/km$)

D_{xy} = distância entre os pontos x e y (km)

b.2 Tarifas Zonais

Na metodologia de tarifas zonais, a região atendida pelo gasoduto é dividida em zonas tarifárias dentro das quais as tarifas têm o mesmo valor. Visando obter as tarifas relativas a tais zonas, deve-se encontrar o respectivo **centro de carga**, aplicando-se, em seguida, a metodologia como no caso de tarifas ponto a ponto. A cada centro de carga devem estar associadas uma distância e uma capacidade contratada.

A capacidade contratada de uma zona é igual ao somatório das capacidades contratadas de todos os pontos de entrega desta zona. A localização do centro de carga de uma zona deve ser obtida pela sua distância média de capacidade.

b.2.1 Distância Média de Capacidade

É a média das distâncias ponderada pelas capacidades contratadas de cada ponto de entrega em uma zona. É obtida pela relação entre o momento de capacidade total e o somatório de todas as capacidades contratadas.

$$DC = \frac{MC}{CT}$$

onde: DC = distância média de capacidade (km)

MC = momento de capacidade total ($m^3.km$)

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

c. Receita Total

Dado um período de avaliação, o valor presente da receita total a ser gerada pela venda do serviço de transporte, ou seja, das entradas de caixa, deve ser igual ao valor presente das saídas de caixa. A taxa de desconto utilizada deve ser igual à taxa de retorno considerada adequada.

$$ReceitaTotal = \sum_{i=1}^n \frac{Inv_i + CF_i + CV_i - VR_n}{(1 + R)^i}$$

onde: $Receita Total$ = receita total (R\$)

Inv_i = custos de investimento do gasoduto realizados no ano i (R\$)

CF_i = custos fixos referentes ao ano i (R\$)

CV_i = custos variáveis referentes ao ano i (R\$)

VR_n = valor residual do gasoduto ao final do ano n (R\$)

R = taxa de retorno

n = prazo de avaliação

c.1 Tarifa Binária

Uma tarifa binária é composta por dois componentes, geralmente relacionados a remuneração dos custos fixos e variáveis. O primeiro é cobrado sobre capacidades contratadas e o segundo sobre a movimentação.

$$RecTotFix = \sum_{i=1}^n \frac{MC_i \times CustoUnitárioCapacidade}{(1+R)^i} \quad e$$
$$RecTotVar = \sum_{i=1}^n \frac{MM_i \times CustoUnitárioMovimentação}{(1+R)^i}$$

onde: $RecTotFix$ = receita total fixa (R\$)

$RecTotVar$ = receita total variável (R\$)

MC_i = momento total de capacidade no ano i ($m^3.km$)

MM_i = momento total de movimentação no ano i ($m^3.km$)

$CustoUnitárioCapacidade$ = custo unitário de capacidade (R\$/ m^3/km)

$CustoUnitárioMovimentação$ = custo unitário de movimentação (R\$/ m^3/km)

R = taxa de retorno

n = prazo de avaliação

d. Cálculo dos Custos Unitários

Conhecendo-se as demandas e os custos, pode-se encontrar o valor dos custos unitários de capacidade e de movimentação em R\$ por $m^3.km$.

Considerando valores presentes descontados à taxa de retorno adequada, os custos unitários de capacidade e de movimentação são resultado da divisão da receita total fixa e variável pelos respectivos momentos de capacidade e de movimentação.

e. Taxa de Retorno

A taxa de retorno deve proporcionar um retorno adequado do capital investido, refletindo os riscos envolvidos no fornecimento do serviço de transporte.

Além disso, a taxa de retorno deve ser definida com base na média ponderada do retorno aplicável a cada tipo de fonte de recurso (capital próprio, capital de dívida ou qualquer outra fonte de recurso).

II.4.2 APLICAÇÃO

a. Infra-estrutura considerada

Foram incorporados no cálculo das tarifas de transporte de referência todos os gasodutos classificados como de transporte com licença de operação emitida pela ANP até o momento do cálculo.

Origem	Destino	Diâmetro (pol)	Extensão (Km)	Capacidade (m3/dia)
GUAMARÉ - RN	ARACATI - CE	12	213	
ARACATI - CE	PECÉM - CE	10	169	800.000
GUAMARÉ - RN	CABO - PE	12	424	860.000
ATALAIA - SE	CATU - BA	14	230	1.102.634
ARATU - BA	CAMAÇARI - BA	10	20	700.000
CANDEIAS - BA	CAMAÇARI - BA	12	37	1.000.000
SANTIAGO - BA	CAMAÇARI - BA	14	32	1.000.022
SANTIAGO - BA	CAMAÇARI - BA	18	32	1.800.000
L. PARDA - ES	ARACRUZ - ES	8	38	1.000.000
ARACRUZ - ES	VITÓRIA - ES	8	62	1.000.000
SERRA - ES	VIANA - ES	8	46	659.397
CABIÚNAS - RJ	REDUC - RJ	16	183	4.250.000
REDUC - RJ	REGAP - MG	16	357	1.951.995
REDUC - RJ	ESVOL - RJ	18	95,2	4.215.008
ESVOL - RJ	TEVOL - RJ	14	5,5	4.215.008
ESVOL - RJ	S. PAULO - SP	22	325	4.215.008
RPBC - SP	CAPUAVA - SP	12	37	960.000
RPBC - SP	COMGAS - SP	12	1,5	1.549.589
TOTAL			2307,2	

b. Custos

Neste item são listados os procedimentos utilizados para estimar os custos de transporte. Os valores obtidos são apresentados no anexo 1.

b.1 Custos de Investimento

Para os gasodutos de transporte Guimarães-Pecém e Reduc-Regap foram utilizados os valores efetivamente investidos, informados pelo proprietário das instalações. Para os demais gasodutos de transporte, os custos de investimento foram estimadas pelo custo de reposição dos mesmos.

b.1.1 Custos de Reposição

Os custos de reposição foram estimados por um valor definido por metro (extensão) vezes polegada (diâmetro). Os valores utilizados estão na tabela abaixo:

(pol)	8"	10"	12"	14"	16"	18"	22"
(US\$/pol/m)	18,00	16,67	15,27	13,50	12,50	12,00	11,80

A partir daí deduziu-se desse valor um montante equivalente à depreciação proporcional ao tempo de uso da instalação.

b.1.2 Depreciação

A depreciação, a ser aplicada para se obter o valor atual dos dutos, foi medida pela Tabela de Ross-Heidecke (anexo 2). Nessa Tabela foi encontrado um fator de depreciação a partir da idade percentual de cada duto, considerando o ano de início de operação e uma vida útil (física) de 30 anos. Foi assumido que os gasodutos estariam em um estado de conservação razoável, correspondente à coluna c da Tabela de Ross-Heidecke.

A partir dessas considerações chegou-se a uma estimativa para o valor presente de cada gasoduto.

b.1.3 Valor Residual

O valor residual dos gasodutos ao final do período de avaliação foi estabelecido descontando-se do custo de reposição a depreciação referente ao período entre o ano de início de operação até o ano final da avaliação (anexo 3).

b.2 Custos Fixos de Operação e Manutenção

Os custos fixos de operação e manutenção são estimados em 3% do custo de reposição do gasoduto novo, não considerando a depreciação do ativo (anexo 1).

b.3 Custos Variáveis de Operação e Manutenção

Não há compressão no sistema de transporte considerado e por conseguinte pressupõe-se que o gás é disponibilizado na entrada dos gasodutos de transporte em condições de pressão suficientes para o transporte. Desta forma, os custos variáveis de operação e manutenção são considerados desprezíveis.

b.4 Impostos

No cálculo são considerados os seguintes impostos com as respectivas alíquotas: imposto de renda (25%), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (9%), PIS (0,65%),

Cofins (3%). ICMS e CPMF não estão incluídos. Para efeito de cálculo do Imposto de Renda, considera-se uma depreciação fiscal linear em 10 anos.

c. Consolidação dos Custos (gasoduto fictício único)

O custo de investimento de cada gasoduto, variável de grande impacto no valor da tarifa, foi avaliado por uma estimativa de custo de reposição que não reflete com a exatidão desejada o valor atual de cada gasoduto. Em consequência, optou-se por uma abordagem onde todos os investimentos são somados e dão origem a um único custo unitário por (m³.km).

Ao agregar as estimativas de custos de cada sistema de transporte, dilui-se as imprecisões e evita-se maiores discrepâncias que ocorreriam caso as estimativas fossem utilizadas separadamente. A mesma consideração vale para os custos de operação e manutenção e para o valor residual.

Essa abordagem é consistente também com a lógica de atuação da única operadora existente quando ainda prevalecia o monopólio legal. Neste contexto, os investimentos em infra-estrutura de transporte para escoamento da produção de gás natural foram concebidos visando a garantia do abastecimento do país como um todo.

Nesse modelo, considera-se para o gasoduto fictício único que o valor dos custos de investimento e de operação e manutenção é igual a soma dos respectivos custos em todos os gasodutos existentes, e a demanda o somatório dos momentos de capacidade de todos os gasodutos.

d. Demanda

Para o cálculo do momento de capacidade, que representa a demanda de transporte a ser considerada, necessita-se de informações acerca das capacidades contratadas entre cada ponto de recepção e entrega. Nesse aspecto, é preciso levar em consideração os seguintes pontos:

- Foi apontado, através de publicação realizada em 1º de junho de 2000, que não há capacidade disponível nos gasodutos considerados na metodologia e, portanto, todas as suas capacidades estariam contratadas.
- Não há atualmente informações de capacidades contratadas por ponto de entrega.

d.1 Estimativa de Capacidade Contratada entre Pontos

Visando contornar a falta de informação foram realizadas estimativas, assumindo as seguintes hipóteses:

- O somatório das capacidades contratadas (estimadas) em cada ponto de entrega de um gasoduto é igual a sua capacidade máxima declarada;
- As estimativas de capacidades contratadas por ponto de entrega são proporcionais às movimentações, referentes ao ano de 1999, nos respectivos pontos de entrega.

A capacidade contratada entre pontos de recepção e entrega para cada gasoduto (CAP_i) é calculada multiplicando os volumes retirados por ponto de entrega no gasoduto (V_i) pela razão entre a capacidade declarada desse gasoduto (CAP_g) e somatório dos volumes retirados no mesmo gasoduto.

$$CAP_i = \frac{V_i}{\sum V_i} \times CAP_g$$

Onde:

i : corresponde a cada ponto de entrega dentro de um gasoduto;

g : corresponde a cada gasoduto.

O momento de capacidade de cada gasoduto é dado pelo somatório dos momentos de capacidade de todos os seus pontos de entrega.

$$MC_g = \sum (D_i \times CAP_i)$$

Onde:

D_i : é a distância até o ponto de entrega i ;

CAP_i : é a capacidade contratada pelo ponto de entrega i de um gasoduto;

g : corresponde a cada gasoduto.

Dado a abordagem de consolidação de custos (gasoduto fictício único), os momentos de capacidade de cada gasoduto são somados, dando origem ao momento de capacidade total do gasoduto fictício único.

$$MC_{Total} = \sum MC_g$$

O anexo 4 apresenta o cálculo das capacidades contratadas por ponto e do momento de capacidade total.

e. Cálculo do Custo Unitário por m³.km

O custo unitário por m³.km é calculado a partir da divisão da receita total pelo momento de capacidade total, considerando valores presentes descontados pela taxa de retorno do investimento.

Para tanto, utiliza-se um modelo de fluxo de caixa descontado que, considerando um horizonte de avaliação de 20 anos, encontra um custo unitário de modo que a série de fluxos de caixa líquidos do projeto seja capaz de proporcionar uma determinada taxa interna de retorno.

As saídas de caixa são compostas pelos custos de investimento, custos de operação e manutenção e impostos, enquanto que as entradas de caixa são compostas pelo valor residual e receitas do projeto, geradas pela venda do serviço de transporte.

O anexo 5 apresenta a planilha de cálculo do custo unitário por m³.km.

f. Taxa de Retorno

Nessa avaliação foi considerada uma taxa interna de retorno de 15%, assumindo que o investimento foi totalmente realizado com capital próprio.

g. Zonas Tarifárias

Utiliza-se uma abordagem de zonas tarifárias, onde cada zona é coincidente com cada estado da união atendido por um gasoduto de transporte.

Uma vez definidas as zonas tarifárias, deve-se encontrar um valor que seja representativo da distância percorrida pelo gás destinado a cada uma das zonas, isto é, localizar os seus centros de carga.

Como são as capacidades contratadas determinantes dos principais custos fixos de transporte, o centro de carga deveria ser definido pela distância média de capacidade. Entretanto, como mencionado anteriormente, as informações de capacidades contratadas por ponto de entrega não são disponíveis. Portanto, não é possível encontrar a distância média de capacidade de cada zona.

Dessa maneira, a localização do centro de carga de cada zona (estado) é determinada pela distância média de movimentação desta zona, com base nas movimentações do gás retirado em cada estado durante o ano de 1999. Assim, a distância referente ao

centro de carga de cada estado é denominada distância média equivalente estadual (Deq Estadual).

g.1 Distância Média Equivalente

A Distância Média Equivalente Estadual (Deq Estadual) é o somatório do produto das distâncias entre pontos de recepção e entrega (D_i) pelos respectivos volumes retirados (V_i) em cada ponto de entrega dividido pelo volume total retirado em todos pontos de entrega.

A movimentação de cada ponto de entrega foi obtido através dos dados fornecidos, nos termos do art. 12 da Portaria ANP n.º 169/98.

$$DeqEstadud = \frac{\sum D_i \times V_i}{\sum V_i}$$

Onde:

i: corresponde a cada ponto de entrega dentro de um estado;

O anexo 6 apresenta as movimentações e o cálculo das distâncias médias equivalentes estaduais.

g.2 Tarifas Estaduais

A tarifa por m^3 de cada zona tarifária (estados) integralmente proporcional à distância é, então, o resultado do produto do custo unitário por $m^3.km$ pela distância do seu centro de carga, isto é, pela sua distância média equivalente.

$$Tarifa Estadual (100\%) = Custo Unitário \times Deq Estadual$$

Para incorporar apenas X% dos custos de maneira proporcional à distância, pondera-se a tarifa calculada para cada zona tarifária com a tarifa média nacional.

$$Tarifa Estadual (X\%) = Tarifa Média \times (1 - X)/100 + Tarifa Estadual (100\%) \times X/100$$

II.5 Portaria ANP 101 de 26 de Junho de 2001

Em 2001, como previsto na Portaria 108, as parcelas referenciais de transporte foram reavaliadas e os novos valores foram publicados em 26 de junho com a Portaria ANP 101. Os principais ajustes aplicados com essa Portaria foram:

- os valores anteriores foram atualizados pelo IGP-M;
- a proporcionalidade com a distância passou a ser de 40%;
- foi removido o artigo 4º da Portaria 108, passando a serem incorporados nos cálculos volumes de gás que não utilizavam os gasodutos definidos como de transporte.

As movimentações consideradas ainda foram as de 1999. A proposta inicial era que as D_{EQ} fossem recalculadas anualmente baseando-se nos volumes de gás movimentados nas instalações de transporte realizadas no ano anterior. No entanto, durante a consulta pública da Portaria 108 de 2000, alguns agentes argumentaram que essa metodologia poderia gerar distorções significativas no futuro, de modo que algumas alterações nos dados de movimentação poderiam vir a onerar excessivamente determinados estados sem conceder a devida sinalização econômica. Em consequência dos argumentos apresentados, optou-se por não modificar anualmente a D_{EQ} de cada estado, ficando seu valor estabelecido com base na movimentação realizada no ano de 1999.

A inclusão nos cálculos dos volumes que não utilizavam a infra-estrutura de transporte se deveu à observação de que a não inclusão praticada anteriormente havia resultado em distorções no modelo inicialmente proposto. Quais sejam: zonas tarifárias não coincidentes com os estados, considerando que as informações disponíveis no momento ainda não possibilitavam esse nível de detalhamento; e incorporação imediata de um fator de distância de 100% apenas sobre os volumes retirados em pontos que não utilizavam os gasodutos de transporte.

Adicionalmente, a forma como foram classificados os gasodutos de transporte e transferência pela Petrobras não refletia as definições da Lei n.º 9.478/97. Segundo a Lei, dutos de transferência são aqueles de interesse específico e exclusivo do proprietário das instalações enquanto que dutos transporte são aqueles de interesse geral. Com isso, grande parte dos gasodutos classificados como de transferência são de fato, de transporte, uma vez que movimentam gás destinado à distribuição.

Nesse sentido, e dada a grande extensão dos dutos classificados como de transferência, a não inclusão de volumes que utilizavam essa infra-estrutura, nos cálculos das parcelas referenciais de transporte, estava em desacordo com a metodologia proposta. Os custos de transferência estavam incorporados na parcela que corresponde ao preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (PGT). Com isso, todos os estados estavam dividindo proporcionalmente entre si os custos

relativos aos gasodutos de transferência do país. Fazendo com que houvesse um subsídio, no que se referia a esses custos, dos estados que não utilizavam essa infraestrutura em favor dos que a utilizavam.

Essa abordagem era consistente também com a lógica de atuação da única operadora existente quando ainda prevalecia o monopólio legal. Neste contexto, os investimentos em infra-estrutura de transporte para escoamento da produção de gás natural foram concebidos visando a garantia do abastecimento do país como um todo.

O mesmo argumento havia sido utilizado para justificar a criação do “gasoduto fictício único” que agregava as estimativas de custo e demanda de cada sistema de transporte, diluindo as imprecisões e evitando maiores discrepâncias que ocorreriam caso as estimativas fossem utilizadas separadamente.

Cabe ressaltar, de acordo com a motivação da Portaria 101, que a metodologia utilizada para o cálculo da parcela referencial de transporte representa apenas um mecanismo com o qual, diante das informações disponíveis, se procurou alocar os custos de utilização da infra-estrutura de movimentação de gás de forma mais racional entre seus usuários, ao longo do período de transição até a existência dos contratos de transporte para a malha de gasodutos da Petrobras/Transpetro.

As parcelas referenciais de transporte definidas na Portaria ANP 101/2001 foram:

Estado	R\$/mil m ³
Ceará	19,40
Rio Grande do Norte	18,99
Paraíba	26,50
Pernambuco	32,08
Alagoas	12,11
Sergipe	12,83
Bahia	16,29
Espírito Santo	16,23
Rio de Janeiro	16,25
São Paulo	26,85
Minas Gerais	30,57
Média	20,19

O gás retirado em Cabiúnas, em alguns pontos dos estados do Ceará e de Sergipe e em todo estado do Alagoas, pagavam anteriormente apenas a parcela do preço máximo referente ao P_{GT} da Portaria interministerial, tendo a T_{REF} igual a zero.

A introdução dos volumes que não utilizam os gasodutos de transporte afeta o cálculo das D_{EQ} de todos os estados. A partir do momento em que foram considerados, o estado de Alagoas passou a pagar a parcela postal da T_{REF} .

Após a publicação da Portaria 101 de 2001 a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) representando a Companhia Distribuidora de Alagoas (ALGAS), questionou a parcela referencial de transporte atribuída ao estado de Alagoas. A Nota Técnica 017 de dois de agosto de 2001 procurou esclarecer as razões que justificaram as alterações propostas no cálculo das tarifas de referência estaduais na Portaria ANP 101 de 2001, em relação à Portaria ANP 108 de 2000, que afetavam diretamente o estado de Alagoas. Parte dessa discussão foi colocada no anexo 17.

II.5.1 RECURSO INTERPOSTO PELO SINDICATO DA INDÚSTRIA DE REFINAÇÃO DO SAL NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Após a publicação da Portaria 101 de 2001, o Sindicato da Indústria de Refinação do Sal no estado do Rio de Janeiro, representando a Companhia Nacional de Álcalis, a Refinaria Nacional de Sal e a Companhia Salinas Perynas e indústrias consumidoras de gás natural localizadas no Norte Fluminense, requereu a reincorporação do artigo 4º constante da Portaria 108 na nova Portaria (artigo que estabelecia que para os volumes de gás que não utilizassem os gasodutos do sistema de transporte, a Tarifa de Transporte de Referência deveria ser igual a zero). Da mesma forma que a distribuidora do estado de Alagoas (Algás), essas empresas queriam a tarifa de referência de transporte eliminada do preço máximo do gás natural nos pontos de entrega.

Existem 404 km de gasodutos classificados pela Petrobras como de transferência, utilizados para escoar a produção da Bacia de Campos até Cabiúnas, local onde as indústrias adquirem o gás natural que consomem.

Origem	UF	Destino	UF	Diâmetro (pol)	Extensão (km)
Pampo	RJ	Barra do Furado	RJ	12	95
Garoupa	RJ	Barra do Furado	RJ	12	84
Barra do Furado	RJ	Cabiúnas	RJ	18	67
Namorado	RJ	Enchova	RJ	16	45
Enchova	RJ	Cabiúnas	RJ	18	113
Total (km)					404

Os mesmos argumentos apresentados para o estado de Alagoas (anexo 17), e as razões das alterações na Portaria 108 expostas na seção anterior com a descrição da Portaria 101, se aplicam ao estado do Rio de Janeiro, e estão postos na Nota Técnica 019 de 7 de agosto de 2001.

As alterações introduzidas com a Portaria 101/01 na metodologia de cálculo das tarifas de transporte de referência representaram um avanço, e não um retrocesso, no que se referia à alocação mais eficiente dos custos entre os usuários do sistema de transporte/transferência de gás natural, visando a eliminação progressiva dos subsídios existentes.

A introdução progressiva da distância no cálculo das tarifas de transporte de referência apresenta como consequência imediata o benefício de estados “produtores” frente a estados “consumidores”. Com o mantimento das tarifas equalizadas, como eram até a publicação da Portaria 108/00, o estado do Rio de Janeiro, bem como todos seus consumidores, estariam pagando uma tarifa de referência igual a 20,19 R\$/mil m³ e não 16,25 R\$/mil m³ conforme proposto na Portaria 101/01.

Portaria 101/01			R\$/ (mil m ³)
	TE 100%	TREF 40%	%
CE	18.21	19.40	6.52
RN	17.19	18.99	10.47
PB	35.96	26.50	(26.31)
PE	49.93	32.08	(35.74)
AL	0.00	12.11	-
SE	1.78	12.83	621.14
BA	10.44	16.29	56.02
ES	10.29	16.23	57.77
RJ	10.33	16.25	57.27
SP	36.83	26.85	(27.11)
MG	46.14	30.57	(33.74)
BRA	20.19	20.19	0.00

A tabela acima mostra as tarifas publicadas na Portaria 101/01 (TREF 40%) e as tarifas que seriam aplicadas caso já estivesse sido incorporada integralmente a distância.

Se procurou ressaltar, diante do exposto, e do esforço que já vinha sendo realizado pela ANP para a implantação de mecanismos isonômicos de oferta de capacidade de transporte de gás natural, por meio do Concurso Aberto, a importância de uma ação firme desta Agência no sentido de garantir a formalização em contratos dos serviços de transporte de gás entre Petrobras e Transpetro, dentro da capacidade já existente no sistema.

O recurso do sindicato da indústria de refinação do sal no estado do Rio de Janeiro ainda levantou outros pontos: estabilidade da regulamentação, benefício concedido à CSN, competência da ANP e audiência pública.

Estabilidade da Regulamentação. O recurso alegou que “a regra do jogo fora mudada (pela União Federal) em 60 dias” já que a ASEP havia reconhecido que as indústrias do Norte Fluminense tinham direito à tarifa de referência igual a zero. A Nota Explicativa que acompanha a Portaria 108/00 já havia deixado claro que as tarifas de referência seriam reajustadas anualmente e que ao longo do tempo seriam feitas revisões com o objetivo de identificar e alocar melhor os custos associados ao transporte de gás natural para cada usuário.

Benefício Concedido à CSN. De fato a CSN, assim como todos os consumidores do estado do Rio de Janeiro e de outros estados também haviam sido “beneficiados” com tarifas mais baixas. No entanto, conforme já explicado, as alterações representavam um ajuste na metodologia de cálculo.

Limite da Competência da ANP. “A competência para fixação das tarifas incidentes sobre a distribuição de gás canalizado, só poderia ser da ASEP e não da ANP”. Primeiro, a Portaria 101/01 não definia tarifas incidentes sobre a distribuição de gás canalizado e sim uma parcela, a parcela referencial de transporte, que compõe o preço máximo do gás natural nos pontos de entrega (*city gates*) para venda às companhias distribuidoras de gás canalizado (mais uma razão para que não houvesse diferenciação entre consumidores do mesmo estado). A ANP não estava ultrapassando seus limites de regulação. A definição dos preços máximos nos pontos de entrega é atribuição do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda, conforme o artigo 69 da Lei n.º 9.478/97, regulamentado pela Portaria MME/MF n.º 003/00 que divide os preços máximos em duas componentes e atribui à ANP, em seu artigo 3º, a regulamentação de uma delas, a parcela referencial de transporte. Essas parcelas de referência não fazem parte do âmbito de regulação dos estados da federação.

Audiência Pública. “Nem a audiência pública promoveu!”. A razão pela qual não foi realizada a consulta pública é que a metodologia de cálculo não havia sido alterada e sim ajustada em função da existência de imprecisões nos dados apresentados na Portaria 108/00. Cabe lembrar, que antes da publicação da Portaria 108/2000 foi realizada consulta pública virtual.

II.6 Portaria 130 de 29 de agosto de 2001

Em 29 de agosto de 2001 foi publicada a Portaria 130 da ANP que suspendeu os efeitos da Portaria 101 de 2001 e restabeleceu, durante o período de suspensão, as regras contidas na Portaria 108, de 28 de junho de 2000. Ainda, disponibilizou na página da Agência na Internet, para recebimento de comentários e sugestões até o dia 28 de setembro de 2001, minuta de nova Portaria para estabelecer as parcelas referenciais de transporte para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado.

A nova proposta mantinha a metodologia anterior, a incorporação dos volumes que não utilizam a infra-estrutura de transporte, a proporcionalidade com a distância de 40% e atualizava com o índice IGP-M o custo unitário (R\$/mil m³/km).

Na Nota Técnica da ANP 028 de 08 de outubro de 2001, foram descritas as considerações e discussões decorrentes da consulta pública. Parte dessa discussão foi colocada no anexo 18.

II.7 Parcela de Referencial de Transporte e a assinatura dos contratos de transporte para a capacidade atualmente existente nos gasodutos destinados a movimentação do gás natural de produção nacional.

No momento da publicação da Portaria Interministerial MF/MME 3/00, a separação do transporte na formação do preço representava o principal pleito das companhias distribuidoras e dos grandes consumidores em termos do mecanismo de precificação do gás. Prevista inclusive na Lei do Petróleo (art. 65), a separação da atividade de transporte, em termos da composição do preço, resultaria da assinatura dos contratos de prestação deste serviço entre a PETROBRAS e a sua subsidiária responsável pela operação dos gasodutos.

Contudo, diante das dificuldades em torno de toda a operação de transferência da titularidade dos dutos e assinatura dos contratos de transporte, a definição pela ANP de uma parcela referencial de transporte para compor o preço, a Tref, foi a forma de atender transitoriamente ao referido pleito, até a existência destes contratos e da separação definitiva desta atividade. Com a assinatura dos contratos de transporte, que estabelecem o custo real, para o supridor, de transportar o gás até os pontos de

entrega, não haveria mais a necessidade de uma parcela referencial, calculada pela ANP.

No entanto, dois acontecimentos importantes apontaram para uma possível mudança de foco para a solução dessa situação. O primeiro, já mencionado, foi a resistência apresentada à correção dos cálculos por parte dos principais beneficiados pelo esforço da ANP em introduzir a Tref, que estavam agindo de forma oportunista em tentar atar-se a um benefício resultante de uma imprecisão da Portaria 108.

O segundo, seria a evolução do Concurso Aberto para a oferta de capacidade de transporte resultante da expansão do sistema já em operação, a cargo das empresas transportadoras TBG e TRANSPETRO. Entre os princípios estabelecidos para o cálculo das tarifas mínimas que seriam apresentadas pelos transportadores, ficou definido que estas resultariam da média entre o custo incremental e as tarifas antigas, ou seja, tarifas do tipo *rolled in*.

Desta forma, para o caso da TRANSPETRO, era necessária a definição de tarifas para a capacidade já existente, para cada zona de entrega, sobre as quais seria realizado o cálculo *roll in*. Vale mencionar que tarifas deste tipo servem a não desfavorecer usuários antigos, neste caso, a PETROBRAS, que passou a ter um importante sinal econômico favorável à definição das tarifas para a capacidade já existente. Assim, se esperava que PETROBRAS e TRANSPETRO finalmente priorizassem a contratação da capacidade então existente por zonas de entrega, além da definição das respectivas tarifas.

Diante do exposto, e do impasse frente a correção dos valores das Tarifas de Referência, a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás da ANP considerou que, no momento, a Agência deveria concentrar esforços em acompanhar, além de agilizar, o processo de definição das tarifas e de contratação por zona da capacidade existente no sistema então operado pela TRANSPETRO. Estas tarifas de transporte, definidas em contrato, substituiriam os valores referenciais utilizados na formação do preço de venda às distribuidoras, como já funcionava para o gás de origem importada, o que representaria um importante avanço no processo de desregulamentação do mercado de gás natural no país.

De acordo com o cronograma previsto de realização do Concurso Aberto, se esperava já contar com a definição destas tarifas em meados de dezembro de 2001, o que reforçava a tese de que não seria a melhor orientação canalizar esforços para a

avaliação de possíveis alterações nos valores propostos para as Tarifas de Referência.

Essas considerações foram expostas na Nota Técnica 033 de 27 de novembro de 2001 da ANP.

III - PREÇOS DO GÁS NATURAL IMPORTADO

No que se refere ao gás importado, não há, desde a publicação da Portaria interministerial MME/MF 003 de 2000, nenhuma regulamentação aplicável. Os preços são livremente negociados entre as partes e expressos contratualmente. Cabe à ANP a arbitragem de conflitos quando da sua ocorrência.

A maior parte do gás importado no Brasil é de origem boliviana, transportada no gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Esse gasoduto é operado no território brasileiro pela TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A.). A TBG é uma empresa de economia mista e tem a Gaspetro, subsidiária da Petrobras, como acionista majoritária, com 51% das suas ações.

Foram firmados contratos de fornecimento de gás boliviano entre a PETROBRAS e cinco distribuidoras locais: MSGÁS (MS), COMGÁS (SP), COMPAGÁS (PR), SCGÁS (SC) e SULGÁS (RS). Esses contratos prevêm o preço formado pelos valores do produto (*commodity*) e do transporte, que refletem os contratos de importação e transporte assinados pela PETROBRAS. Para o primeiro trimestre de 2001, estas parcelas estavam em **US\$1,80/MMBTU** e **US\$1,675/MMBTU** respectivamente, somando **US\$3,475/MMBTU**.

Entre os anos de 2000 e 2001 foram resolvidos pela ANP quatro conflitos relacionados ao livre acesso ao Gasoduto Bolívia-Brasil, sendo três referentes ao serviço de transporte não firme e um ao serviço firme. O serviço de transporte não firme (STNF), ou interruptível, é aquele que só pode ser realizado se houver disponibilidade ou ociosidade no duto, após atendida a demanda dos usuários firmes. Já o serviço de transporte firme é o serviço que implica reserva de capacidade de transporte no duto, e deve ser prestado pelo transportador de forma ininterrupta, até o limite estabelecido pela capacidade contratada de transporte.

Os dois primeiros processos, entre a TBG e a Enersil, empresa do grupo Enron, foram referentes ao mesmo contrato de serviço de transporte não firme de gás natural. Este caso foi pioneiro no país tanto na utilização do previsto no artigo 58 da Lei do Petróleo, que submeteu os dutos e terminais marítimos de petróleo e gás ao regime de livre acesso, como na contratação de um serviço interruptível de transporte de gás.

Os dois casos seguintes, entre a TBG e a BG (British Gas do Brasil Ltda.), foram referentes a um serviço não firme e outro firme de curto prazo. O primeiro, com base no princípio da não discriminação, seguiu a linha definida ao longo da resolução do caso Enersil. Já o segundo, apesar da natureza distinta do serviço, seguiu alguns dos conceitos estabelecidos nos casos precedentes, tal como a definição de tarifas relacionadas à distância entre os pontos de recepção e entrega. Este último caso, o primeiro envolvendo a prestação de um serviço firme, acabou resultando no primeiro caso de comercialização de volumes de gás que se beneficiaram do regime de livre acesso a gasodutos no Brasil.

A seguir serão expostos os aspectos tarifários de três desses conflitos e suas resoluções, com o objetivo de explicitar as diretivas adotadas para a definição de tarifas do gás importado. Os pareceres técnicos e demais documentos referentes às resoluções dos conflitos estão disponíveis na Internet na página da ANP (<http://www.anp.gov.br>).

Entre os princípios mais importantes presentes nas resoluções de conflitos da ANP estão: o acesso não discriminatório de terceiros interessados à capacidade disponível (capacidade não contratada) e à capacidade ociosa (capacidade não utilizada) das instalações de transporte; e aqueles estabelecidos pela Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Mais especificamente, os seguintes artigos:

Lei nº 9.478/97

Artigo 1º

- *“incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural”;*
- *“promover a livre concorrência”;*
- *“atrair investimentos na produção de energia”;*

Artigo 58

“Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

§1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

De acordo com esses princípios, se destaca os objetivos centrais na formulação das resoluções:

- (a) o incentivo e a garantia de uma utilização eficiente da infra-estrutura existente;
- (b) a promoção da concorrência através da eliminação de barreiras à entrada no mercado de gás natural;
- (c) o tratamento não discriminatório;
- (d) incentivos a investimentos em infra-estrutura.

III.1 1º Conflito entre TBG e Enersil, Contrato de Serviço de Transporte Não Firme

Em 29 de setembro de 2000, a ENERSIL e TBG firmaram contrato de serviço de transporte não firme para o transporte de 1MMm³/dia de gás natural através do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) no trecho desde a fronteira entre os dois países até sua interconexão com o gasoduto GASPAL em Guararema, São Paulo, pelo período de um ano.

A assinatura de tal contrato foi concretizada após a intervenção da ANP que, ao receber da ENERSIL a solicitação de apoio na resolução do conflito, promoveu a aproximação, facilitou a negociação entre os agentes e decidiu sobre as questões nas quais o acordo não havia sido alcançado. Coube à ANP fixar a tarifa a ser cobrada pelo serviço de transporte não firme (STNF).

A tarifa não firme determinada na resolução desse conflito tinha três aspectos importantes que seriam novamente discutidos e reavaliados no segundo conflito entre a TBG e a Enersil:

1. Fator de Distância
2. Fator de Carga
3. Fator de Desconto

Fator de Distância

A resolução da ANP para o primeiro conflito entre a TBG e a ENERSIL determinou a introdução de um fator de distância na tarifa não firme de forma que esta refletisse a distância percorrida pelo gás desde o ponto de recepção até o ponto de entrega, sendo esse um fator determinante no custo associado ao serviço prestado.

Tal determinação teve base na regulamentação vigente, segundo a qual a tarifa de transporte de gás deve refletir a distância. De acordo com a Portaria ANP n.º 169/98, em seu artigo 10, “as tarifas de transporte de gás natural deverão considerar as

distâncias existentes entre os pontos de recepção e entrega e ser não discriminatórias, não incorporar custos atribuíveis a outros carregadores nem incorporar subsídios”.

Fator de Carga

Foi estabelecido que a tarifa não firme seria resultante da aplicação do fator de carga do próprio carregador, variável entre os limites de 85% e 100%, na tarifa de capacidade do transporte firme relevante. Este mecanismo tinha como objetivo aproximar o valor da tarifa não firme do custo unitário efetivo do carregador firme, devido à pequena possibilidade de interrupção do serviço de transporte não firme durante o prazo de duração do contrato. O princípio era o de que serviços de qualidades semelhantes deveriam implicar custos semelhantes ao carregador.

Fator de Desconto

A tarifa pelo serviço de transporte deveria conter um fator de desconto que seria aplicado no caso de interrupções no serviço de transporte por parte do transportador. O transportador deveria ser penalizado por eventuais cortes ou reduções que viesse a realizar no serviço de transporte, já que a base da metodologia tarifária era a alta qualidade do serviço a ser prestado.

O fator de desconto utilizado era calculado pela razão entre o número de dias no mês em que não houvesse interrupção ou redução (DSRI) e o número total de dias do mês (DM) considerando os dias de redução e interrupção.

III.2 2º Conflito entre TBG e Enersil, Termo Aditivo ao Contrato

(Decisão final - 2ª instância - emitida em despacho do diretor geral em 14 de fevereiro de 2001)

No mesmo dia em que firmou o contrato com a TBG, a ENERSIL solicitou à transportadora a inclusão de um termo aditivo. A proposta da ENERSIL consistia em incluir: i) outros doze pontos de entrega, todos localizados entre o Ponto de Recepção, em Corumbá, Mato Grosso do Sul, e o ponto de entrega, Guararema Interconexão, em São Paulo, e; ii) a renovação automática do prazo do Contrato (365 dias) por períodos sucessivos de um ano.

Tendo recebido resposta negativa da TBG, a ENERSIL solicitou novamente intervenção da ANP na promoção de um novo processo de resolução de conflito.

A TBG entendia que a oferta de STNF, conforme o contrato com a ENERSIL de 29 de setembro de 2000, para outros pontos de entrega resultaria em dificuldades de caráter legal, comercial e econômico para a empresa. Segundo a TBG, no contrato firmado tais dificuldades eram atenuadas uma vez que havia um único ponto de entrega (Guararema Interconexão) sem restrição de capacidade de transporte e cuja localização implicava um fator de distância próximo a 1.

III.2.1 QUESTÕES LEVANTADAS PELA TBG

De acordo com a TBG, as dificuldades relacionadas à inclusão de outros pontos de entrega eram causadas principalmente por problemas tarifários relacionados a: i) fator de distância; ii) fator de desconto; e iii) fator de carga; e por problemas relacionados aos Termos e Condições Gerais do contrato. A seguir são descritas as questões em relação aos aspectos tarifários levantadas pela TBG.

Fator de Distância

A TBG entendeu que a introdução do fator de distância estava em conformidade com a legislação vigente e deveria ser mantida.

Fator de Carga

Alguns problemas associados à implementação do mecanismo de fator de carga variável já haviam sido observados. Como explicitado no recurso apresentado pela TBG na resolução da Agência, este mecanismo poderia estimular o carregador a ter um comportamento visando obter sempre um fator de carga de 100% através da contratação de volumes em curtos períodos de tempo ou da efetuação de vários contratos não firme. Tais possibilidades obrigariam a ANP a monitorar os agentes do mercado de forma a evitar comportamentos oportunistas.

Além disso, verificou-se que a inclusão de diversos pontos de entrega no contrato poderia tornar este mecanismo de determinação da tarifa não firme inadequado ou de difícil implementação.

Caso o mecanismo de fator de carga variável fosse implementado permitindo-se que o carregador retirasse o gás em diversos pontos de entrega e supondo-se que o carregador pudesse alocar a capacidade contratada entre os pontos de entrega como quisesse, haveria uma flexibilidade adicional não prevista para o carregador não firme, que teria mais facilidade para alcançar, sempre, um fator de carga igual a 100%, contornando os objetivos da resolução mencionados acima.

Havia duas soluções alternativas para evitar que isto acontecesse: i) exigir que a contratação do serviço não firme explicitasse uma capacidade contratada para cada ponto de entrega, passando-se a calcular o fator de carga para cada ponto; ou ii) estabelecer um valor fixo da tarifa não firme que dispensasse o mecanismo de fator de carga variável.

Considerando que uma tarifa não firme variável em função da movimentação realizada pelo carregador descaracteriza, de certa maneira, o serviço de transporte não firme e que a implementação de um mecanismo de cálculo do fator de carga para cada ponto de entrega seria por demasiado complexo, a SCG optou por estabelecer uma tarifa não firme fixa.

Em seus comentários a BG “concorda com um fator de carga fixo para fins de cálculo de tarifa, contanto que esse fator de carga não seja inferior a 100%”.

O valor desta tarifa não firme fixa foi determinado com base na tarifa firme relevante considerando-se um fator de carga de 90%. Este valor da TNF é alto o suficiente para desencorajar a migração de contratações firmes para a modalidade não firme e, ao mesmo tempo, baixo o suficiente para estimular o desenvolvimento do serviço de transporte não firme que, por sua vez, pode desempenhar um importante papel no desenvolvimento de novos consumidores de gás natural e no estabelecimento de um mercado competitivo.

A título de ilustração é interessante citar um caso internacional que exemplifica a fixação do fator de carga abaixo de 100% para o cálculo da TNF, o caso do Canadá.

Ressalta-se, que a tarifa firme relevante é a tarifa firme postal vigente no Gasbol considerando-se a aplicação do fator de distância, conforme estabelecido na primeira resolução.

Fator de Desconto

O mecanismo de desconto definido poderia resultar em um desconto excessivo, ou até mesmo em transporte gratuito, em caso de reduções de quantidades a serem transportadas, independente da extensão destas reduções. Isto foi colocado pela TBG no recurso apresentado durante o processo de resolução original e também na argumentação apresentada para justificar a recusa da segunda solicitação da ENERSIL.

A existência de um fator de desconto tão severo foi introduzido de forma a compensar a metodologia de cálculo utilizada, que resultou na variação do custo unitário do transporte em função da movimentação realizada pelo carregador e acabou introduzindo características do transporte firme na tarifa não firme.

Em sua proposta à BG, a TBG apresentou uma nova metodologia de cálculo para o Fator de Desconto, baseado no volume de gás efetivamente interrompido. A BG afirmou concordar com um fator de desconto baseado no volume interrompido mas fez uma série de críticas à metodologia proposta pela TBG alegando, entre outros problemas, a falta de clareza e transparência das fórmulas e definições relacionadas ao mecanismo.

III.2.2 RESOLUÇÃO DA ANP

A resolução tarifária presente no parecer técnico desse segundo conflito, elaborado pela Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG) da ANP, estabeleceu que a tarifa de transporte não firme deveria:

1. considerar a distância;
2. equivaler à Tarifa Firme relevante a um fator de carga de 90%;
3. eliminar o Fator de Desconto.

A partir dos argumentos expostos a SCG reviu a resolução anterior e determinou a eliminação do fator de desconto, visando proporcionar maior simplicidade e transparência ao mercado, acreditando isso ser mais importante do que a aplicação de um fator de desconto.

Em 1986, o *National Energy Board* (NEB), o órgão responsável pela regulação do transporte de gás natural no Canadá, decidiu (ver documento RH-3-86, *Reasons for decision*, seção 9.5) que uma estrutura tarifária que permitisse a um usuário contratar serviço não firme e recebê-lo sem interrupções, a uma tarifa mais baixa que a firme, não era justa nem razoável. Assim sendo, o NEB determinou que a TCPL deveria oferecer duas alternativas tarifárias para o transporte não firme: $TNF1 = TF/0,8$ e $TNF2 = TF/0,9$, onde a TNF1 (tarifa não firme 1/fator de carga de 80%) tem prioridade sobre a TNF2 (tarifa não firme 2/fator de carga de 90%) no caso de cortes (se cortaria primeiro a TNF2).

III.2.3 TARIFAS APLICADAS A PENALIDADES

Quanto às tarifas aplicadas a penalidades, a TBG alegou, no segundo conflito, que deveriam ser referenciadas a uma tarifa base igual em todos os pontos de Entrega do Gasoduto, pois a variação de programação de um carregador a montante poderia impactar em carregadores a jusante no gasoduto, além de impactar também nos custos relacionados ao gás para uso no sistema de transporte.

Adicionalmente argumentou que, no que se refere especificamente a penalidades por desequilíbrio, está em questão o valor do gás do empacotamento do gasoduto, e que uma tarifa por distância não refletiria este valor.

A SCG concordou com as argumentações da TBG e determinou que as tarifas aplicáveis para efeitos de penalidades deveriam ser calculadas com um fator de distância igual a 1.

III.3 Conflito entre TBG e BG referente ao Serviço de Transporte Firme

(Decisão final - 2ª instância - emitida em despacho do diretor geral em 16 de abril de 2001)

Em 14 de dezembro de 2000, a BG (British Gas do Brasil Ltda.) solicitou à Agência Nacional do Petróleo a instauração de processo de resolução de conflito em desfavor da TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A.) referente à prestação de serviço de transporte firme de curto prazo de gás natural através do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol).

A ANP tomou conhecimento, em outubro de 2000, que as negociações entre BG e TBG referentes ao acesso ao gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) não levadas a termo amigavelmente, apresentavam as seguintes características:

i) Prazos e volumes:

<i>Período</i>	Volume
Abr/2001 a Ago/2001	0,7 milhões de m ³ /dia
Set/2001 a Dez/2003	2,1 milhão de m ³ /dia

ii) Ponto de recepção: Corumbá/MS;

iii) Pontos de entrega: Itatiba, Guararema, Guararema Interconexão, Americana, Limeira, Sumaré, Campinas, Rio Claro.

Feito o requerimento à TBG, com as especificações acima, a BG, em novembro de 2000, recebeu correspondência da transportadora alegando que não dispunha de capacidade disponível para transporte firme no período requerido posto que a renegociação de seus contratos com o carregador original não estava concluída.

A BG considerou a atitude da TBG “meramente protelatória” a qual refletia a estratégia do seu acionista controlador e principal cliente, de manter capacidade de transporte fora do mercado e solicitou o apoio da ANP na resolução do conflito.

A decisão em primeira instância da Agência concluiu, em síntese:

1. pela determinação para que a TBG ofereça à BG contrato de transporte firme para os anos de 2001 e 2002, consoante capacidade por ponto de entrega, prazos e tarifas;
2. pela decisão de instaurar um processo de auditoria na TBG com o objetivo de verificar dados técnicos, operacionais e econômicos da capacidade do gasoduto;
3. pelo estabelecimento do prazo de até 31 de dezembro de 2001 para que a TBG possa adequar suas relações contratuais com a Petrobras; e
4. pela sinalização que a real efetivação do livre acesso, necessário para viabilizar a competição na oferta de gás natural, depende da imposição de limites à participação acionária de carregadores no segmento de suprimentos e comercialização de gás, no capital votante de transportadores.

Uma vez determinada a obrigação da oferta do serviço de transporte firme à BG, se determinou a tarifa a ser praticada.

As Resoluções de conflito de transporte não firme entre ENERSIL e TBG e entre BG e TBG determinaram a introdução de um fator de distância na tarifa para que esta refletisse a distância percorrida pelo gás desde o ponto de recepção até o ponto de entrega.

Nesse sentido, a SCG manteve o mesmo critério para a determinação da tarifa de transporte firme e estabeleceu os valores para as tarifas de capacidade, além da tarifa de movimentação (volumétrica) igual a 0,002 US\$/MMBtu.

III.4 Considerações da ANP sobre as Tarifas para o Gasbol

Em 20 de agosto de 2001, na Nota Técnica 020 de 2001, a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG) da ANP fez algumas considerações sobre as tarifas de transporte no gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Essa nota visava fundamentar resposta à solicitação de esclarecimentos, feita pelo Tribunal de Contas da União, referentes às tarifas estabelecidas pela Agência nas resoluções dos conflitos.

III.4.1 CONSIDERAÇÃO DA DISTÂNCIA NO PREÇO DO TRANSPORTE

A distância percorrida entre os pontos de recepção e entrega ao longo de um gasoduto consiste em um dos principais determinantes de custos do serviço de transporte de gás. Em geral, tarifas do tipo “postal”, únicas ao longo de um gasoduto ou sistema de dutos, são aplicáveis em dois tipos de situação:

- (i) Em regimes de monopólio, como foi no Brasil até recentemente, nos quais prevalece o conceito de universalidade do serviço. Neste caso, não há preocupação com a influência da sinalização de preços no processo concorrencial e a lógica de investimentos do setor tende a seguir interesses sociais;
- (ii) Mercados ultra maduros, nos quais o crescimento do consumo de gás já é quase inercial e novos investimentos em expansão da malha de transporte tem importância marginal. Em alguns casos, a complexidade dos sistemas interligados é tão expressiva que torna até difícil a aplicação de sistemas tarifários com base na distância (análogo a redes interligadas de transmissão de energia elétrica).

No caso de mercados em desenvolvimento (até mesmo mercados bem mais avançados que o nosso) em regimes concorrenciais, ou abertos à concorrência, tarifas que não sinalizam aos investidores e consumidores de forma adequada, refletindo seus determinantes de custos, têm se mostrado fortemente ineficientes, com graves efeitos (negativos) locacionais e de utilização da infra-estrutura. Neste sentido, a consideração da distância como um dos determinantes das tarifas pagas pelo serviço de transporte de gás justifica-se por dois efeitos fundamentais:

- (i) Eliminação de subsídios cruzados entre usuários do serviço (consumidores mais próximos subsidiando consumidores mais distantes), que induzem a

distorções de mercado e afetam negativamente a concorrência. A eliminação de subsídios cruzados estaria em acordo com o novo modelo institucional de organização do setor, permite maior transparência ao processo de formação do preço e beneficia o consumidor final;

- (ii) Sinalização locacional mais adequada, respeitando as vantagens comparativas das regiões mais próximas às áreas produtoras, sinalizando corretamente para os investimentos em expansão da infra-estrutura e eliminando (reduzindo) o uso irracional da capacidade existente. A ausência de sinais locacionais tende a favorecer decisões irracionais de investimento. Um exemplo é a intenção de alguns investidores na construção de um novo duto atravessando a fronteira entre a Bolívia e o Brasil até a região de Corumbá, paralelo ao Gasbol, para fugir da alta tarifa postal, que remunera 2,5 mil Km de duto. A duplicação é ineficiente e gera sobrecustos para a sociedade.

Não há, por parte da ANP, forma alguma de restrição à Petrobras em rever suas tarifas com a TBG e adotar um regime tarifário relacionado à distância. A Agência não tem contudo a intenção de intervir discricionariamente em compromissos contratuais anteriores a seus atos e, no caso dos contratos de transporte entre Petrobras e TBG, anteriores mesmo a Lei do Petróleo (9.478/97).

III.4.2 CLAUSULAS DE PAGAMENTO MÍNIMO (*SHIP OR PAY*)

Os contratos de transporte usualmente contém cláusulas de pagamento mínimo independente do volume efetivamente transportado, referidas no mercado como cláusulas *ship or pay*. Consiste em um encargo pago em contrapartida à reserva de capacidade no gasoduto. Esse tipo de encargo define a modalidade de transporte referida no mercado como transporte firme.

O contrato referente à resolução da ANP em favor da Enron, assim como a primeira resolução em favor da BG, são de transporte não firme (ou interruptível). Neste tipo de serviço, não há a garantia de entrega dos volumes de gás desejados. O serviço de transporte do gás só é realizado se houver ociosidade no duto, após atendida a demanda dos carregadores (usuários) firmes. Assim, nesta modalidade de transporte, se não há reserva de capacidade, não há encargo fixo, e sim um único encargo variável (volumétrico), conforme o volume que foi efetivamente movimentado.

Em geral, este tipo de serviço (não firme) visa atender demandas de curtíssimo prazo e/ou clientes com perfil de consumo interruptível, como consumidores industriais que podem alternar seu processo a diferentes combustíveis, que são mercados praticamente inexistentes no Brasil. Desta forma, estes não são serviços substitutos, ou concorrentes perfeitos, o que fica claro diante do fato de que nenhuma das duas empresas foi capaz, até o momento, de comercializar este gás.

Já a terceira Resolução por parte da ANP em torno do transporte de gás natural no sistema TBG, que resultou no contrato recentemente assinado com a British Gas, tem as características de um serviço firme (com reserva de capacidade), e contém cláusulas de pagamento mínimo. O pagamento mínimo (*ship or pay*) é igual a 100% do encargo por reserva de capacidade (tarifa de capacidade), tal como nos contratos com a Petrobras.

III.4.3 TARIFAS PARA O GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL

1. Tarifa estabelecida no contrato entre Petrobras e TBG (TCQ), para o ano de 2001 (US\$/MMBtu):

Tarifa de Capacidade	1,17
Tarifa de Movimentação	0,002

Obs.: Tarifa postal (única) para todo o gasoduto;

2. Tarifas estabelecidas pela ANP para o Serviço de Transporte Não Firme (Enron e British Gas)

Ponto de Entrega	Distância	Fator Distância (FD)	Tarifa Não Firme (TC/0,9 + TM)*FD set/00 a set/01
	km	-	US\$/MMBTU
Trecho Norte (Corumbá - Campinas)			
Corumbá	28	0,02	0,025
Campo Grande	395	0,27	0,356
Três Lagoas	709	0,49	0,639
Araçatuba	856	0,59	0,771
Araraquara	1.094	0,76	0,986
São Carlos	1.148	0,80	1,035
Rio Claro	1.201	0,83	1,083
Limeira	1.221	0,85	1,100
Americana	1.242	0,86	1,120

Replan	1.261	0,88	1,137
Trecho Norte (Campinas - Guararema)			
Jaguariúna	1.267	0,88	1,142
Itatiba	1.309	0,91	1,180
Guararema	1.401	0,97	1,263
Interconexão Guararema	1.420	0,99	1,280
Trecho Sul (Campinas - Canoas)			
Sumaré	1.277	0,89	1,151
Campinas	1.289	0,90	1,162
Itú	1.329	0,92	1,198
Tatuí	1.371	0,95	1,236
Araucária/CIC	1.718	1,19	1,549
Term.Araucária	1.739	1,21	1,568
Repar	1.739	1,21	1,568
Joinville	1.846	1,28	1,664
Guaramirim	1.875	1,30	1,690
Blumenau/Gaspar	1.931	1,34	1,740
Brusque	1.953	1,36	1,761
Tijucas	1.989	1,38	1,794
São José	2.029	1,41	1,829
Tubarão	2.156	1,50	1,943
Cocal do Sul	2.186	1,52	1,971
Nova Veneza	2.209	1,53	1,991
Várzea do Cedro	2.339	1,62	2,109
Araricá	2.417	1,68	2,179
Cachoeirinha	2.446	1,70	2,205
Canoas	2.452	1,70	2,210
Refap	2.452	1,70	2,210

3. Tarifas estabelecidas pela ANP para o Serviço de Transporte Firme (British Gas)

Prazo	Set/2001 a Dez/2001	2002
Ponto de Entrega	<i>Tarifa de Capacidade (US\$/MMBtu)</i>	<i>Tarifa de Capacidade (US\$/MMBtu)</i>
<i>Rio Claro</i>	<i>0,975</i>	<i>0,980</i>
<i>Limeira</i>	<i>0,990</i>	<i>0,995</i>
<i>Americana</i>	<i>1,008</i>	<i>1,013</i>
<i>Itatiba</i>	<i>1,028</i>	<i>1,033</i>
<i>Guararema</i>	<i>1,062</i>	<i>1,067</i>
<i>Jaguariúna</i>	<i>1,137</i>	<i>1,143</i>
<i>Sumaré</i>	<i>1,036</i>	<i>1,041</i>
<i>Campinas</i>	<i>1,046</i>	<i>1,052</i>

<i>Tarifa de Movimentação (US\$/MMBtu)</i>	<i>0,002</i>	<i>Válida durante 2001 e 2002 para todos os pontos de entrega</i>
--	--------------	---

IV - PREÇOS DO GÁS NATURAL DESTINADO AO PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELETRICIDADE (PPT)

Há ainda a ser discutido o terceiro caso, o preço do gás destinado ao Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). De acordo com a Portaria MME/MF nº176/01, o preço do gás a ser ofertado pela Petrobras para as termelétricas, definido no âmbito do PPT do Ministério de Minas e Energia (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\$ 2,581/MMBTU**, e seria corrigido anualmente, conforme a inflação norte-americana (PPI).

Por meio desta Portaria, foi introduzido um mecanismo de compensação das variações cambiais, de forma a alinhar os reajustes de preço do gás natural com os reajustes das tarifas de energia elétrica, eliminando o risco de perdas cambiais no período entre os reajustes, freqüentemente citado como principal entrave ao desenvolvimento dos projetos de geração térmica no país. No entanto, o fornecimento de gás natural sob as condições estabelecidas na Portaria foi limitado a plantas que entrarem em operação comercial até junho de 2003 e até um volume total de 40 milhões de m³/dia de gás natural.

IV.1 Atribuições das Atividades que Compõem o PPT

A Portaria MME/MF nº176/01 refere-se ao Decreto Nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que institui o PPT, e à Portaria MME 43/00, de 25 de fevereiro de 2000 e Portaria MME 215/00, de 26 de julho de 2000, que definem os projetos termelétricos integrantes do PPT. Essa regulamentação estabeleceu as atribuições de distintas instituições, nas diferentes atividades que compõem o efetivo cumprimento do PPT.

A Portaria MME/MF 176/01 estabelece que o preço total de gás natural será dividido em duas parcelas, com distintos reajustes:

- a primeira parcela, correspondente a 80% (oitenta por cento) do preço total do energético para as termelétricas, terá reajuste pelas variações da taxa cambial e do índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos da América;

- a segunda parcela, correspondente a 20% (vinte por cento), sofrerá correções anuais pelo (Índice Geral de Preços do Mercado) IGP-M.

A divisão dos percentuais para os reajustes, por meio da correção cambial ou da variação de preços no mercado interno, se deu via entendimentos com a Petrobras, que se comprometeu a fornecer até 40 milhões de m³/dia de gás natural, sendo 8 milhões de m³/dia de gás natural de origem nacional (20%) e os 32 milhões restantes de origem importada (80%).

IV.2 Posição da ANP

Desde o primeiro anúncio da política de formação de um *mix* de preços de gás para o PPT, a Agência Nacional do Petróleo levantou diversas preocupações com esta medida e suas possíveis implicações em termos de adiamento do processo de abertura do mercado de gás natural no país. Contudo, na nota técnica 008 de 26 de junho de 2001 a ANP colocou a sua posição frente à definição do custo do transporte. No que se segue estão as considerações feitas nessa nota.

A quantidade de gás natural a ser contratada nas condições e preços fixadas na Portaria MME/MF 176 é limitada a um volume máximo do energético de 40 milhões de metros cúbicos por dia. Conforme informado pela Petrobras, para o cumprimento dos 32 milhões de m³/dia de gás importado, existia a necessidade de contratar junto à TBG mais 10 milhões de m³/dia de capacidade de transporte⁴. Desta forma, apenas 25% do gás natural trazido pelo Gasbol para o atendimento do PPT precisaria de novo contrato e seria afetado pelas alterações aqui propostas.

Ainda conforme informações apresentadas pela Petrobras, no que se refere à composição do preço inicial do gás natural proposto em abril de 2000 (US\$ 2,475/MMBTU), com relação ao preço do produto (*commodity*) e o preço do transporte, a divisão entre essas parcelas se dá da seguinte forma: 42,42% corresponde à parcela referente ao transporte, enquanto 57,58% do preço final do energético corresponde ao produto (*commodity*).

Assim, a proposição da ANP foi que a indexação pelo câmbio se aplicasse apenas ao percentual de recursos provenientes de dívida em moeda estrangeira na composição do projeto, de forma a não gerar “descasamento” entre os fluxos de receita e de

⁴ É importante observar que a totalidade do gás natural importado utilizado no PPT terá origem na Bolívia, e será transportado através do Gasbol.

pagamento do serviço da dívida, o que afetaria substancialmente a percepção de risco por parte das entidades financiadoras internacionais.

IV.3 Viabilização de Projetos Posteriores ao Prazo Definido na Portaria 176

Em 11 de julho de 2001 na nota técnica 010, a ANP, preocupada com a viabilização de projetos com entrada em operação após o prazo definido na Portaria 176, apresentou algumas das possíveis alterações que poderiam ser feitas nessa Portaria. Essas sugestões são descritas a seguir.

Artigo 1º: estender o prazo para as usinas integrantes do PPT que entrem em operação até 31 de dezembro de 2003. Sugere-se ainda eliminar o termo “efetiva operação comercial” pois em casos de ciclo combinado, a experiência internacional tem demonstrado que podem se passar vários meses antes de ocorrer a efetiva sincronização da usina com o sistema elétrico.

Justificativa: de acordo com a listagem apresentada pelo MME, a maior parte das usinas do PPT só poderá entrar em operação no final de 2003. A realidade atual, no caso de usinas em ciclo combinado, é de que os fornecedores de equipamento estão pedindo 24 a 26 meses para entregar as usinas em regime de “turn key” e ainda é necessário proceder-se a testes e comissionamento antes da entrada em operação comercial

Artigo 3º: Introduzir o seguinte parágrafo:

§3º - As usinas que entrarem em operação a partir de janeiro de 2004, caso já se tenha ultrapassado o volume máximo de gás limitado pelo artigo 2º, e que utilizem parcial ou totalmente gás importado, poderão se beneficiar do mecanismo criado no Artigo 6º desta Portaria, porém com preço de gás que poderá ser diferente daquele fixado no Artigo 1º.

Justificativas:

Não há motivo para que se tenha outro preço de gás para usinas que entrem posteriormente em operação, se não se tiver atingido o volume máximo de 40 milhões m³/dia; nesse caso, as plantas que entrarem em operação a partir de 2004 ainda poderiam se beneficiar do preço máximo de US\$ 2,581/MM BTU.

Se o volume máximo de gás for ultrapassado, novas usinas poderão se beneficiar da “tracking account”, já que enquanto houver VN para o consumidor cativo é necessário um mecanismo que previna a ocorrência de variações cambiais durante a vigência do contrato de gás e do PPA.

Se um PIE puder negociar com um supridor de gás 100% importado (em US\$) deveria poder fazê-lo, desde que tivesse a garantia de poder ter um mecanismo de compensação para repasse ao preço da eletricidade, válido pela vida útil de seus contratos.

É importante salientar que a Petrobras participou das reuniões de elaboração da referida Portaria, comprometendo-se a fornecer o gás natural no volume e prazo e sob as condições de preços estabelecidas na mesma. Realizar alterações significativas na Portaria seria uma forma de descumprimento unilateral das condições previamente acordadas com o supridor.

Contudo, observado o modelo previsto de abertura do mercado de gás natural e da expectativa de suprimento deste energético de origem importada, pago em moeda estrangeira, a ANP acredita ser o momento de introduzir soluções estruturais que garantam, no longo prazo, soluções de mercado às necessidades de expansão da geração termelétrica no país. É inútil pensar que soluções como a garantia temporária de um preço único de gás natural e a obrigatoriedade do supridor em absorver as variações cambiais intra-ano sejam sustentáveis no longo prazo, em um ambiente de livre iniciativa. Somente por meio da articulação com empresas de controle estatal, conforme vem sendo feito para as medidas de curto prazo, estas medidas surtem algum efeito.

IV.4 Perspectivas

Recentemente, novas modificações vêm sendo consideradas sobre a Portaria 176 e as demais condições previstas para o Programa Termelétrico, à luz dos trabalhos e das propostas em andamento no âmbito do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. Medidas estruturais de incentivo ao desenvolvimento deste setor estão em fase de gestação, entre as quais medidas relacionadas ao papel da geração térmica no modelo de organização industrial previsto.

Assim, diante da expressiva importância da demanda térmica para o crescimento do mercado de gás natural no Brasil, especialmente no que se refere à expansão da infra-

estrutura de transporte de gás, as medidas a serem propostas pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico passam a figurar entre os principais condicionantes ao modelo de desenvolvimento da indústria do gás. Especial atenção deverá ser dada aos impactos dessas medidas em termos do processo de formação de um mercado competitivo de gás natural no Brasil.

VI. ANEXOS

VI.1 Portarias

VI.1.1 ANEXO 1 - PORTARIA MME/MF Nº 3, DE 2000

PORTARIA INTERMINISTERIAL Nº 3, DE 17 DE FEVEREIRO DE 2000

OS MINISTROS DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA E DA FAZENDA, no uso das atribuições que lhes são conferidas pelo art. 87, parágrafo único, inciso II, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 3º, inciso III, da Lei nº 8.178, de 1º de março de 1991, no art. 70, inciso II, da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995, combinado com o disposto no Decreto nº 1.849, incisos I e II, respectivamente, da Portaria MF nº 463, de 6 de junho de 1991, e

considerando os "princípios e objetivos da política energética nacional", constantes da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, dentre os quais valorizar os recursos energéticos; incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural; promover a livre concorrência; e atrair investimentos na produção de energia;

considerando o compromisso de caminhar, progressivamente, com a desregulamentação dos preços dos energéticos, com a liberação dos preços do gás natural nos pontos de entrega às distribuidoras a partir da entrada de novos fornecedores;

considerando, finalmente, a necessidade de manutenção de uma política de preços regulados ao longo do período que antecede o surgimento da competição no fornecimento de gás natural às empresas distribuidoras e da consolidação de um ambiente onde predominem mecanismos de mercado, resolvem:

Art. 1º Os preços máximos de venda (P_m) do gás natural de produção nacional para vendas à vistas às empresas concessionárias de gás canalizado serão calculados consoante a fórmula:

$$P_m = P_{GT} + T_{REF}$$

sendo:

P_{GT} = Preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte;

T_{REF} = Tarifa de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural

Art. 2º Para fins de atualização, o preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte (P_{GT}) a vigorar durante cada trimestre civil, a partir de 1º de abril de 2000, será calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT(ant)} + 0,50 \times P_{GT(0)} \times \left(0,50 \times \frac{F1}{F1_0} + 0,25 \times \frac{F2}{F2_0} + 0,25 \times \frac{F3}{F3_0} \right) \times \left(\frac{TC}{TC_0} \right)$$

sendo:

$P_{GT(ant)}$ = Valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo P_{GT} ;

$P_{GT(0)}$ = Valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80/mil m³;

TC = Média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800 publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN) relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo "m" o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;

TC₀ = Média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800 publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN) no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

F1, F2 e F3 = Média dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicadas no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses m-4, m-3, m-2, sendo:

F1 = Produto designado na referida publicação por Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy;

F2 = Produto designado na referida publicação por Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne;

F3 = Produto designado na referida publicação por Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes FOB NWE

F1₀, F2₀, F3₀ = Médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicadas no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos produtos a que correspondem, F1, F2 e F3 acima designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

Art. 3º As tarifas de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural serão regulamentadas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Parágrafo único. A tarifa de transporte de referência, a que se refere o caput deste artigo, para o período de abril a junho de 2000, será única para todo o país e igual a R\$ 19,40/mil m³.

Art. 4º Os preços máximos de venda do produto, a que se refere o art. 1º incluem a contribuição ao Programa de Integração Social – PIS ou ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público PASEP e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social COFINS, segundo as correspondentes alíquotas vigentes na data de publicação desta Portaria e estarão sujeitos à incidência do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviço de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicações – ICMS, bem como de qualquer outro tributo que venha a incidir sobre o faturamento ou a comercialização do gás natural.

Art. 5º No estabelecimento dos preços de que trata esta Portaria, considerar-se-á o gás natural ao Poder Calorífico Superior a 9.400 kcal/m³, nos pontos de entrega às concessionárias de distribuição de gás canalizado.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor a partir de zero hora do dia 1º de abril de 2000, revogando-se a Portaria Interministerial MF/MME nº 155, de 23 de junho de 1999.

RODOLPHO TOURINHO NETO
Ministro de Estado de Minas e Energia

PEDRO SAMPAIO MALAN
Ministro de Estado da Fazenda

Publicada no D.O.U. de 21/02/2000, Seção I-E

VI.1.2 ANEXO 2 - PORTARIA ANP 108 DE 2000

(Não foi incluída a nota explicativa publicada com a Portaria. A descrição da metodologia de cálculo das parcelas referenciais de transporte posta no primeiro capítulo da parte II, foi retirada dessa nota, exatamente como publicada)

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP

PORTARIA Nº 108, DE DE 28 JUNHO DE 2000 (*)

Estabelece as Tarifas de Transporte de Referência para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado a partir de 1º de Julho de 2000.

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso de suas atribuições legais, nos termos da Portaria Interministerial MF/MME nº 03, de 17 de fevereiro de 2000, e com base na Resolução de Diretoria nº 366, de 27 de junho de 2000, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam estabelecidas, através da presente Portaria, as Tarifas de Transporte de Referência para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado a partir de 1º de Julho de 2000.

Art. 2º As Tarifas de Transporte de Referência para cada Estado, calculadas conforme a metodologia divulgada na Internet (<http://www.anp.gov.br>), estão indicadas na Tabela abaixo, denominada Tabela A.

Estado	(R\$/mil m³)
Ceará	22,13
Rio Grande do Norte	18,67
Paraíba	23,74
Pernambuco	27,51
Sergipe	16,46
Bahia	16,84
Espírito Santo	16,80
Rio de Janeiro	17,31
São Paulo	23,97
Minas Gerais	26,49

Parágrafo único. Os Estados que consomem gás natural de produção nacional e não estão listados na Tabela A não utilizam os gasodutos do sistema de transporte.

Art. 3º As Tarifas de Transporte de Referência indicadas no artigo anterior consideram os gasodutos do sistema de transporte com licença de operação emitida pela ANP até a presente data, que se encontram listados na tabela abaixo, denominada Tabela B.

Origem	Destino	Diâmetro (pol)	Extensão (km)
Guamaré-RN	Aracati-CE	12	213
Aracati-CE	Pecém-CE	10	169
Guamaré-RN	Cabo-PE	12	424
Atalaia-SE	Santiago/Catu-BA	14	230
Aratu-BA	Camaçari-BA	10	20
Candeias-BA	Camaçari-BA	12	37
Santiago/Catu-BA	Camaçari-BA	14	32
Santiago/Catu-BA	Camaçari-BA	18	32
Lagoa Parda-ES	Aracruz-ES	8	38
Aracruz-ES	Vitória-ES	8	62
Serra-ES	Viana-ES	8	46
Cabiúnas-RJ	Reduc-RJ	16	183
Reduc-RJ	Regap_MG	16	357
Reduc-RJ	Esvol-RJ	18	95,2
Esvol-RJ	Tevol-RJ	14	5,5
Esvol-RJ	São Paulo-SP	22	325
Rpbc-SP	Capuava-SP	12	37
Rpbc-SP	Comgás-SP	12	1,5

Art. 4º Para os volumes de gás que não utilizam os gasodutos do sistema de transporte, a Tarifa de Transporte de Referência é igual a zero ($T_{REF} = 0$).

Art. 5º As Tarifas de Transporte de Referência estabelecidas nesta Portaria consideram 30% dos custos proporcionais à distância e serão revisadas anualmente, de forma a refletir melhor a correta identificação e alocação de custos entre os usuários.

Art. 6º As Tarifas de Transporte de Referência estabelecidas nesta Portaria consideram o gás natural à pressão absoluta de 1,033 kgf/cm², temperatura de 20° C e Poder Calorífico Superior de 9.400 kcal/m³.

Art. 7º A cada 12 meses, a partir de 1º de Julho de 2001, as Tarifas de Transporte de Referência estabelecidas nesta Portaria serão atualizadas monetariamente pela variação do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas.

Art. 8º A ANP deliberará sobre quaisquer controvérsias surgidas em relação ao disposto na presente Portaria, e trazidas à consideração da Agência pelos agentes do mercado de gás natural, garantido o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas para sessões deliberativas, quando a ANP julgar conveniente.

Art. 9º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

(*) Republicada em atendimento ao art. 2º da Portaria nº 205, de 23/08/2000, publicada no DOU nº 164-E, de 24/08/2000, Seção 1, pág. 67.

Publicada no DOU de 29/06/2000

Republicada no DOU de 28/08/2000

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP
PORTARIA Nº 205, DE 23 AGOSTO DE 2000

Altera a redação do artigo 2º da Portaria ANP nº 108, de 28 de junho de 2000.

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso de suas atribuições legais, nos termos da Portaria Interministerial MF/MME nº 03, de 17 de fevereiro de 2000, e com base na Resolução de Diretoria nº 503, de 23 de agosto de 2000, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica alterado o artigo 2º da Portaria ANP nº 108, de 28 de junho de 2000, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º As Tarifas de Transporte de Referência para cada Estado, calculadas conforme a metodologia divulgada na Internet (<http://www.anp.gov.br>), estão indicadas na Tabela abaixo, denominada Tabela A. (NR)

Estado	(R\$/mil m³)
Ceará	22,13
Rio Grande do Norte	18,67
Paraíba	23,74
Pernambuco	27,51
Sergipe	16,46
Bahia	16,84
Espírito Santo	16,80
Rio de Janeiro	17,31
São Paulo	23,97
Minas Gerais	26,49

Parágrafo único.....

Art. 2º Ficam ratificados os demais dispositivos da Portaria ANP nº 108, de 28 de junho de 2000, a qual deve ser republicada com as alterações determinadas por esta Portaria.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

Publicada no DOU de 24/08/2000

VI.1.4 ANEXO 4 – PORTARIA ANP 101 DE 2001

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP

PORTARIA Nº 101, DE 26 DE JUNHO DE 2001

Estabelece as Parcelas Referenciais de Transporte para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado a partir de 1º de julho de 2001.

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso de suas atribuições legais, nos termos da Portaria Interministerial MF/MME nº 3, de 17 de fevereiro de 2000, e com base na Resolução de Diretoria nº 453, de 26 de junho de 2001, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam estabelecidas, através da presente Portaria, as Parcelas Referenciais de Transporte (T_{REF}) para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado a partir de 1º de julho de 2001.

Art. 2º As T_{REF} para cada Estado estão indicadas na Tabela abaixo, denominada Tabela A.

Estado	R\$/mil m ³
Ceará	19,40
Rio Grande do Norte	18,99
Paraíba	26,50
Pernambuco	32,08
Alagoas	12,11
Sergipe	12,83
Bahia	16,29
Espírito Santo	16,23
Rio de Janeiro	16,25
São Paulo	26,85
Minas Gerais	30,57
Média	20,19

§ 1º As T_{REF} apresentadas no caput deste artigo são válidas para todo volume de gás vendido às concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado dos Estados listados na Tabela A.

§ 2º As concessionárias de distribuição de gás canalizado de estados não listados na Tabela A que passarem a consumir gás natural de produção nacional terão suas T_{REF} oportunamente avaliadas pela ANP.

Art. 3º As T_{REF} estabelecidas nesta Portaria consideram 40% dos custos proporcionais à distância e serão revisadas anualmente, de forma a refletir melhor a correta identificação e alocação de custos entre os usuários.

Art. 4º As T_{REF} estabelecidas nesta Portaria consideram o gás natural à pressão absoluta de 1,033 kgf/cm², temperatura de 20º C e Poder Calorífico Superior de 9.400 kcal/m³.

Art. 5º As T_{REF} estabelecidas nesta Portaria serão atualizadas no dia 1º de julho de cada ano, pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), publicado pela Fundação Getúlio Vargas, no período de 12 meses até maio (inclusive) do ano da atualização.

Art. 6º A ANP deliberará sobre quaisquer controvérsias surgidas em relação ao disposto na presente Portaria, e trazidas à consideração da Agência pelos agentes do mercado de gás natural, garantido o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas para sessões deliberativas, quando a ANP julgar conveniente.

Art. 7º Esta Portaria revoga a Portaria ANP nº 108, de 28 de junho de 2000, e entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

Publicado no DOU de 27/06/2001

VI.1.5 ANEXO 5 – PORTARIA ANP 130 DE 2001

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 130, DE 29 DE AGOSTO DE 2001

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, substituto, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 64, de 18 de abril de 2001, com base na Resolução de Diretoria nº 623, de 22 de agosto de 2001, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam suspensos os efeitos da Portaria ANP nº 101, de 26 de junho de 2001, publicada no Diário Oficial da União de 27 de junho de 2001, Seção 1, pág. 101.

Art. 2º Fica disponibilizada na página da Agência na Internet, no endereço <http://www.anp.gov.br>, para recebimento de comentários e sugestões até dia 28 de setembro de 2001, minuta de Portaria que estabelece as Tarifas de Transporte de Referência para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado.

Art. 3º Durante o período de suspensão, aplicar-se-ão as regras contidas na Portaria ANP nº 108, de 28 de junho de 2000.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

JÚLIO COLOMBI NETTO
Diretor-Geral substituto

VI.1.6 ANEXO 6 – PORTARIA ANP 8 DE 2001

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP

PORTARIA Nº 8, DE 18 DE JANEIRO DE 2001

Delega à Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, poderes para, em primeira instância, compor e decidir sobre os conflitos instaurados entre a ENERSIL/BG BRASIL e TBG, no que se refere ao transporte firme e não firme de curto prazo através do gasoduto Bolívia-Brasil, no prazo de 60 dias, a contar da publicação desta Portaria.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, no uso de suas atribuições legais, considerando o disposto no parágrafo 2º do art. 58 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com base no Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998 e tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria nº 012, de 16 de janeiro de 2001, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica delegado à Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, através da presente Portaria, poderes para, em primeira instância, compor e decidir sobre os conflitos instaurados entre a ENERSIL – Energia do Brasil Ltda. e BG Brasil – BG do Brasil Ltda. e a TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A., no que se refere ao transporte não firme e firme de curto prazo através do Gasoduto Bolívia-Brasil, no prazo de 60 dias, a contar da publicação desta Portaria.

Art. 2º. Após proferida a Decisão em Primeira Instância, pela Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, as partes terão o prazo de 7 (sete) dias da data de sua intimação, para encaminhar pedido de revisão devidamente fundamentado ao Diretor-Geral da ANP que submeterá o recurso à Diretoria Colegiada da ANP, com cópia para as demais partes envolvidas no conflito.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN

Diretor-Geral

PUBLICADA EM DOU DE 19/01/2001

VI.1.7 ANEXO 7 – PORTARIA ANP 169 DE 1998

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP

PORTARIA Nº 169, DE 26 DE NOVEMBRO DE 1998

Fica regulamentado, pela presente Portaria, o disposto no art. 58 da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, que faculta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural.

O DIRETOR GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso das suas atribuições legais, com base na Resolução de Diretoria RD nº 324, de 24 de novembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica regulamentado, pela presente Portaria, o disposto no art. 58 da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, que faculta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural.

Art. 2º Para os fins desta Portaria, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Gás: é o gás natural processado ou não, gás natural liquefeito regaseificado, gás natural sintético ou qualquer mistura de gases que inclua o metano de forma preponderante;

II - Instalações de Transporte: são os dutos de transporte de Gás, suas estações de compressão e instalações de armazenagem indispensáveis à operação do sistema;

III - Transportador: é a empresa titular das Instalações de Transporte que presta o serviço de transporte de Gás;

IV - Carregador: é a empresa usuária do serviço de transporte contratado junto ao Transportador;

V - Ponto de Recepção: é o ponto onde o Gás é entregue pelo Carregador ao Transportador;

VI - Ponto de Entrega: é o ponto onde o Gás é entregue pelo Transportador ao Carregador;

VII - Capacidade Contratada: é o máximo volume diário de Gás que o Transportador deve movimentar entre Pontos de Recepção e Entrega para o Carregador;

VIII - Tarifa: é a remuneração paga pelo Carregador ao Transportador, referente ao serviço de transporte;

IX - Transporte Firme: é o serviço prestado pelo Transportador ao Carregador com movimentação de Gás de forma ininterrupta até o limite estabelecido pela Capacidade Contratada;

X - Transporte não Firme: é o serviço de transporte de Gás prestado a um Carregador, que pode ser reduzido ou interrompido pelo Transportador;

XI - Capacidade Contratada Mínima: é o volume diário de Gás, estabelecido contratualmente, referente ao qual o Carregador é obrigado a pagar a Tarifa, mesmo que movimente um menor volume diário de Gás;

XII - Capacidade Contratada Ociosa: é a diferença entre a Capacidade Contratada e o volume diário de Gás efetivamente transportado para o Carregador;

XIII - Capacidade: é o máximo volume diário de Gás que o Transportador pode movimentar em suas Instalações de Transporte, entre Pontos de Recepção e Entrega;

XIV - Consumo Próprio: é o volume diário de Gás, adquirido pelo Transportador, necessário na operação das Instalações de Transporte, além do volume de Gás para a formação do estoque inicial;

XV - Capacidade Disponível: é a diferença entre a Capacidade e a soma das Capacidades Contratadas com o Consumo Próprio;

XVI - Terceiro Interessado: é a empresa que solicita ao Transportador acesso à Capacidade Disponível ou à Capacidade Contratada Ociosa.

Art. 3º O Transportador permitirá o acesso, não discriminatório, de Terceiros Interessados à Capacidade Disponível e à Capacidade Contratada Ociosa em suas Instalações de Transporte.

Art. 4º O Transportador informará à ANP e divulgará sua Capacidade Disponível, de forma resumida, em 3 (três) jornais nacionais de grande circulação e de forma detalhada através de meio eletrônico (INTERNET) ou disponibilizada em sua sede.

§1º A Capacidade Disponível, inclusive a decorrente de Capacidade Contratada descontínua, isto é, não constante, será ofertada por um prazo de 30 (trinta) dias no 2º (segundo) trimestre de cada ano.

§2º A Capacidade Disponível decorrente de vencimentos de contratos de transporte e do aumento da Capacidade das Instalações de Transporte deve ser ofertada por um prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, anteriores à data prevista para tal ocorrência.

§3º A ANP publicará no Diário Oficial da União - D.O.U. - toda oferta de Capacidade Disponível informada pelo Transportador.

Art. 5º Vencidos os prazos estabelecidos no artigo anterior, o Transportador alocará a Capacidade Disponível aos Terceiros Interessados que apresentarem as melhores propostas, em prazo máximo de 15 (quinze) dias, firmando, imediatamente, os respectivos contratos de transporte.

Art. 6º Fora dos prazos estabelecidos nos dois artigos anteriores, o Transportador atenderá os Terceiros Interessados em Capacidade Disponível, justificando a sua negativa, quando for o caso, aos mesmos e também à ANP em, no máximo, 30 (trinta) dias.

Parágrafo único: O Transportador não poderá alegar a inexistência de Capacidade Disponível a um Terceiro Interessado se as Instalações de Transporte estiverem operando abaixo da Capacidade máxima definida no projeto aprovado pela ANP, consideradas todas as estações de compressão, expansões, ampliações e extensões, previstas no referido projeto, sendo o Transportador, neste caso, obrigado a antecipar os investimentos necessários a tal aumento de Capacidade.

Art. 7º O Transportador atenderá, sob a forma de Transporte não Firme, Terceiros Interessados em Capacidade Contratada Ociosa, justificando a sua negativa, quando for o caso, a estes e também à ANP em, no máximo, 7 (sete) dias.

§1º É vedado aos Carregadores a comercialização de suas respectivas Capacidades Contratadas Ociosas.

§2º A capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado será distribuída, entre todos os Carregadores, proporcionalmente às suas respectivas Capacidades Contratadas Ociosas nas Instalações de Transporte envolvidas.

§3º Se Carregadores estiverem movimentando Gás abaixo de suas respectivas Capacidades Contratadas Mínimas, o Transportador alocará ao Terceiro Interessado, inicialmente, a soma das diferenças entre tais capacidades e os volumes diários efetivamente movimentados para estes Carregadores e de forma proporcional a tais diferenças, sendo que:

I - se a capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado for menor ou igual à mencionada soma das diferenças, o percentual de 90% (noventa por cento) da receita, descontados os impostos, a ser pago por aquele ao Transportador, será repassado aos Carregadores, segundo um rateio com o mesmo critério de proporcionalidade;

II - se a capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado for maior que a mencionada soma das diferenças, o mesmo critério de repasse estabelecido no inciso anterior será mantido, multiplicando-se apenas a receita a ser repassada pela divisão entre a referida soma e a capacidade pretendida.

Art. 8º Caso o Transportador tencione transportar um produto que possa alterar a especificação do Gás de outros Carregadores, esse informará, aos referidos Carregadores, sua intenção, incluindo as especificações técnicas de tal produto, com uma antecedência mínima de 30 (trinta) dias da data prevista para o início do novo transporte.

§1º Caso não haja manifestação dos Carregadores no prazo de até 15 (quinze) dias contados da data de recebimento da informação do Transportador, este poderá firmar o novo Contrato.

§2º A qualidade do Gás entregue pelo Carregador ao Transportador no Ponto de Recepção será de responsabilidade do Carregador, e no Ponto de Entrega, esta responsabilidade será do Transportador.

Art. 9º Qualquer serviço de transporte de Gás será formalizado em contrato, que explicitará a tarifa de transporte, entre o Carregador e o Transportador, devendo este último enviá-lo à ANP até 15 (quinze) dias após sua assinatura, bem como, no mesmo prazo, quaisquer alterações contratuais.

§1º Os serviços de transporte, anteriores à data de publicação da presente Portaria, que não estejam formalizados em contratos, serão instrumentalizados e os novos contratos remetidos pelo Transportador à ANP, até 60 (sessenta) dias contados da mesma data.

§2º Os contratos assinados anteriormente à data de publicação da presente Portaria serão remetidos pelo Transportador à ANP, até 15 (quinze) dias contados da mesma data.

Art. 10 As tarifas negociadas entre os Transportadores e Carregadores, incluídas nos contratos de transporte, deverão:

I - refletir as modalidades de Transporte Firme, não Firme ou outras, com características especiais, bem como o prazo de sua duração;

II - considerar o volume a ser transportado;

III - considerar as distâncias existentes entre os Pontos de Recepção e Entrega;

IV - considerar a carga tributária e suas eventuais modificações;

V - não ser discriminatórias, não incorporar custos atribuíveis a outros Carregadores, nem incorporar subsídios;

VI - considerar os custos de operação e manutenção, bem como uma adequada remuneração do investimento.

Art. 11 Caso o Carregador detenha participação acionária, direta ou indireta, acima de 25%(vinte e cinco por cento) no capital votante do Transportador ou vice-versa, os Carregadores enviarão à ANP os seus contratos de venda de Gás a concessionárias de distribuição e a consumidores finais, no prazo de 15 (quinze) dias contados da data de assinatura dos respectivos contratos de transporte.

§1º Caso o contrato de transporte totalize capacidade superior à soma dos volumes diários constantes nos contratos de venda de Gás a concessionárias de distribuição e a consumidores finais, esta diferença será considerada Capacidade Disponível.

§2º Caso um Carregador seja uma concessionária de distribuição ou um consumidor final, este enviará à ANP, no mesmo prazo estabelecido no caput deste artigo, os contratos de compra de Gás, sendo que, se a soma dos volumes diários constantes nos referidos contratos for inferior à Capacidade Contratada, esta diferença será considerada Capacidade Disponível.

§3º Os Carregadores já em atividade na data da publicação da presente Portaria terão prazo de 1 (um) ano, contado da mesma data, para adaptar-se ao estabelecido por este artigo.

Art. 12 O Transportador prestará o serviço de transporte, nos termos de sua Autorização de Operação concedida pela ANP, respeitando as seguintes obrigações específicas:

I - não comprar ou vender Gás, com exceção dos volumes necessários ao seu Consumo Próprio;

II - remeter à ANP, até 31 de julho de cada ano, os dados relativos aos volumes de Gás transportados no primeiro semestre do ano em curso e, até 31 de janeiro de cada ano, os mesmos dados referentes ao segundo semestre do ano anterior;

III - fornecer, a qualquer tempo, as informações requeridas pela ANP, no prazo que esta determinar.

Art. 13 Os Pontos de Recepção e Entrega serão acordados entre as partes envolvidas na produção, transporte, distribuição e utilização do gás.

Art. 14 A ANP deliberará, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, sobre quaisquer controvérsias surgidas em relação ao disposto na presente Portaria, e trazidas à consideração da Agência pelos Transportadores, Carregadores ou Terceiros Interessados, garantido o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas a sessões deliberativas quando a ANP julgar conveniente.

Art. 15 As infrações ao disposto nesta Portaria serão puníveis de acordo com as sanções administrativas previstas na legislação aplicável.

Art. 16 Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

Publicado no DOU de 27/11/98

VI.1.8 ANEXO 8 – PORTARIA ANP 62 DE 2001

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 62, DE 17 DE ABRIL DE 2001

Revoga a Portaria ANP nº 169, de 26 de novembro de 1998, publicada o DOU nº 228-E, de 27 de novembro de 1998, Seção 1, pág. 56.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, considerando as disposições contidas no Despacho nº 405, de 16 de abril de 2001, e da Resolução de Diretoria nº 247, de 17 de abril de 2001, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica revogada a Portaria ANP nº 169, de 26 de novembro de 1998, publicada no DOU nº 228-E, de 27 de novembro de 1998, Seção 1, pág. 56.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

Publicada no DOU de 19/04/2001

VI.1.9 ANEXO 9 - PORTARIA MME/MF 176 DE 2001

Portaria Interministerial MME/MF/nº 176, de 01 de junho de 2001.

OS MINISTROS DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA E DA FAZENDA, no uso das atribuições que lhes são conferidas pelo art. 87, parágrafo único, inciso II, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 3º, inciso III, da Lei nº 8.178, de 1º de março de 1991, no art. 70, incisos I e II, da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995, no art. 69 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com redação dada pela Lei nº 9.990, de 21 de julho de 2000, na Medida Provisória nº 2.149, de 29 de maio de 2001, no Decreto nº 1.849, de 29 de março de 1996, e nos arts. 3º e 4º, inciso I, da Portaria MF nº 463, de 6 de junho de 1991, e

Considerando a necessidade de manutenção de uma política de preços regulados no período que antecede a livre competição no fornecimento de gás natural às empresas distribuidoras e de consolidação de um ambiente onde predominem mecanismos de mercado;

Considerando a importância do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000; e

Considerando a necessidade de adequação das condições de reajuste do preço do gás natural destinado às centrais termelétricas integrantes do PPT, com a data de reajuste da tarifa de fornecimento da concessionária de distribuição de energia, resolvem:

Art. 1º Fixar o preço base máximo, em Reais por MMBTU, para suprimento de gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT, que entrem em efetiva operação comercial até 30 de junho de 2003, e incluam em seus contratos de suprimento compromisso firme de recebimento e entrega de gás, consoante a seguinte fórmula:

Preço Base = 2,581 US\$/MMBTU x TMD₀ sendo:

TMD₀ = média das taxas diárias de câmbio (R\$/US\$) entre o trigésimo dia anterior e o trigésimo dia posterior à data de publicação desta Portaria.

§ 1º Para o cálculo do preço base a que se refere o caput deste artigo será adotada, para cada data, a taxa de câmbio comercial de venda, divulgada pelo Sistema de Informações Banco Central – SISBACEN (PTAX-800).

§ 2º Eventual benefício decorrente de renegociação do preço referência de importação de gás, por reflexo de alteração de fórmula de reajuste, poderá ser parcialmente repassado ao preço contratual vigente no âmbito do PPT, observados os valores definidos nos incisos I e II do art. 4º vigente à época.

Art. 2º Limitar a quantidade de gás natural a ser contratada, nas condições de preço fixadas no art. 1º desta Portaria, e nas Portarias nºs 43, de 25 de fevereiro de 2000, e 215, de 26 de julho de 2000, ambas do Ministério de Minas e Energia, a um volume máximo de 40 milhões de metros cúbicos por dia.

Art. 3º Estabelecer que o preço do gás natural referido no art. 1º desta Portaria será, a critério do produtor de energia integrante do PPT, fixado em Reais por períodos sucessivos de doze meses, utilizando-se, obrigatoriamente, para este fim, o mecanismo criado no art. 6º desta Portaria.

§ 1º A data de aniversário dos reajustes anuais dos contratos de gás natural, abrangidos por esta Portaria, será definida de acordo com o interesse do produtor de energia, podendo o primeiro reajuste de preços ocorrer em período inferior a doze meses.

§ 2º Os produtores que não optarem pela sistemática de preços introduzida no caput deste artigo, sem prejuízo da observância do preço máximo fixado no art. 1º, manterão sua periodicidade de reajuste estabelecida em contrato de suprimento firmado de acordo com a legislação vigente.

Art. 4º Decompor o preço do gás fixado no art. 1º desta Portaria em duas parcelas, sendo:

I - a primeira, correspondendo a oitenta por cento, com reajuste estipulado pelas variações da taxa cambial e do índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos da América; e

II - a segunda, correspondendo a vinte por cento, com reajuste estipulado pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

§ 1º No reajuste do preço máximo do gás natural será utilizada sistemática fixada para as parcelas de preço referidas nos incisos I e II, ainda que os produtores de energia estejam na condição referida no § 2º do art. 3º.

§ 2º O indicador utilizado para apuração da evolução do índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos da América será o número índice do *PPI, all commodities*, publicado pelo U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

Art. 5º A Agência Nacional do Petróleo - ANP estabelecerá, em até trinta dias, valor máximo e regra de reajuste para a parcela do preço referente ao transporte em território nacional do gás natural importado destinado ao PPT.

Parágrafo único. O disposto no caput não se aplica aos contratos de transporte de gás assinados anteriormente à data de publicação desta Portaria.

Art. 6º Criar a Conta de Compensação – CC e a Parcela Compensatória - PC destinadas a viabilizar a manutenção de preços constantes dos contratos a que se refere o art. 1º por períodos de doze meses consecutivos, com as seguintes características e definições, e fórmulas de cálculo detalhadas em anexo desta Portaria:

I - CC é definida como sendo o saldo do montante da diferença entre, de um lado, o preço, em Reais, do gás natural vigente nas diversas datas de vencimento das faturas, resultante da conversão do equivalente em dólares dos Estados Unidos da América da parcela do preço definida no inciso I do art. 4º por ocasião do último reajuste, utilizando-se a taxa de câmbio da data de faturamento, e, de outro, o preço fixo em Reais, nos termos do art. 3º, ponderado pelos volumes faturados, acrescido da respectiva remuneração financeira;

II - PC é definida como sendo o valor da CC, na data de aniversário do contrato, acrescido da estimativa de remuneração financeira a ser aplicada no período de compensação, dividido pelo volume de gás com compromisso firme de recebimento (*take or pay*), para o período de doze meses subsequentes.

§ 1º Somente será passível de compensação, por meio do mecanismo criado nesta Portaria, a parcela do preço a que se refere o inciso I do art. 4º.

§ 2º A remuneração financeira referida no inciso I deste artigo incide sobre cada parcela desde a data da ocorrência da diferença de preço até a data de aniversário do contrato, e será determinada pela taxa de juros SELIC, em igual período.

§ 3º A estimativa de remuneração financeira referida no inciso II deste artigo incide sobre os valores parciais apurados até a data de sua efetiva compensação.

§ 4º A taxa de juros para a estimativa da remuneração da PC, a que se refere o inciso II deste artigo, será dada pela menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC para títulos públicos federais, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente aos trinta dias anteriores à data de aniversário do contrato, e a projeção de variação indicada no mercado futuro de taxa média de Depósitos

Interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros, para prazo de doze meses após o aniversário do contrato.

§ 5º A parcela da CC que não for compensada nos doze meses subsequentes à data de aniversário do contrato em virtude de diferenças entre as estimativas da taxa de remuneração financeira e dos volumes de comercialização previstos, comparativamente aos valores efetivamente verificados, será incorporada automaticamente à CC, sendo compensada nos doze meses subsequentes à próxima data de aniversário do contrato.

§ 6º A compensação prevista neste artigo será integral no prazo de 12 anos, incidindo, após este período, apenas a PC decorrente dos resíduos de que trata o § 5º até a amortização total de seu valor.

Art. 7º O preço inicial do gás de cada contrato, ao qual se aplica o mecanismo das CC e PC, será calculado de acordo com as seguintes fórmulas:

$$\begin{aligned} PG_1 &= P_{D1} + P_{R1} \\ P_{D1} &= 2,581 * 0,8 * PPI_1 / PPI_0 * TMD_1 \\ P_{R1} &= 2,581 * TMD_0 * 0,2 * IGPM_1 / IGPM_0 \end{aligned}$$

Onde:

PG_1 = Preço inicial dos contratos de gás natural, aplicado ao período compreendido entre o início de fornecimento e a data do primeiro aniversário dos reajustes anuais após o início do fornecimento;

P_{D1} = Parcela do preço inicial dos contratos de gás com variação cambial pelo dólar dos Estados Unidos da América e com variação pelo índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos (PPI);

P_{R1} = Parcela do preço inicial dos contratos de gás com variação pelo IGPM;

PPI_0 = número índice de preços ao atacado nos Estados Unidos (*PPI all commodities*) no mês de abril de 2001, publicado pelo U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics;

PPI_1 = PPI correspondente ao mês anterior ao início do fornecimento de gás;

$IGPM_0$ = número índice do Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, elaborado pela Fundação Getúlio Vargas, correspondente ao mês de março de 2001;

$IGPM_1$ = número índice do Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, elaborado pela Fundação Getúlio Vargas, correspondente ao mês anterior ao início do fornecimento de gás;

TMD_1 = média das taxas de câmbio diárias de venda do dólar dos Estados Unidos da América no período de trinta dias que antecede a data do primeiro aniversário dos reajustes anuais após o início do fornecimento, divulgada pelo Sistema de Informações Banco Central – SISBACEN (PTAX-800).

Art. 8º A partir da data do primeiro aniversário dos reajustes anuais após o início do fornecimento, o preço do gás contratado com mecanismo de CC e PC será reajustado anualmente, com base nas seguintes fórmulas:

$$\begin{aligned} PG_k &= P_{Dk} + P_{Rk} + PC_k \\ P_{Dk} &= P_{Dk-1} * PPI_k / PPI_{k-1} * TMD_k / TMD_{k-1} \end{aligned}$$

$$P_{Rk} = P_{Rk-1} * IGPM_k / IGPM_{k-1}$$

Onde:

P_{Gk} = Preço dos contratos de gás natural, aplicado anualmente a partir da data do primeiro aniversário dos reajustes anuais após o início do fornecimento, para k maior ou igual a 2;

P_{Dk} = Parcela componente do preço dos contratos de gás com variação pela taxa cambial do dólar dos Estados Unidos da América e pela variação do índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos (PPI), para k maior ou igual a 2;

P_{Rk} = Parcela componente do preço dos contratos de gás com variação pelo IGPM, para k maior ou igual a 2;

PPI_k = PPI correspondente ao mês anterior ao mês de aniversário dos reajustes anuais de cada contrato de gás, de cada ano contratual, para k maior ou igual a 2;

$IGPM_k$ = número índice do Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, elaborado pela Fundação Getúlio Vargas correspondente ao mês anterior ao mês de aniversário dos reajustes anuais de cada contrato de gás, em cada ano contratual, para k maior ou igual a 2;

TMD_k = média das taxas de câmbio diárias de venda do dólar dos Estados Unidos da América no período compreendido pelos trinta dias anteriores a data de aniversário dos reajustes anuais de cada contrato de gás, divulgada pelo Sistema de Informações Banco Central – SISBACEN (PTAX-800), em cada ano contratual, para k maior ou igual a 2;

PC_k = Parcela compensatória destinada a conferir cobertura para a variação cambial do preço do gás natural entre as datas de aniversário de reajustes anuais subsequentes de cada contrato, para k maior ou igual a 2.

Art. 9º O mecanismo de compensação criado e definido nesta Portaria poderá, observado o disposto no art. 2º da Medida Provisória nº 2.149, de 2001, ser aplicado a qualquer contrato de compra e venda de gás natural destinado à geração termelétrica, mediante acordo entre as partes e na forma da regulamentação vigente.

Art. 10. Os contratos de suprimento de gás realizados nas condições desta Portaria deverão apresentar cláusula de repactuação de três em três anos, podendo ser admitida a fixação de datas de aniversário diversas para volumes parciais do total do gás contratado.

Art. 11. O contrato de suprimento de gás realizado nas condições desta Portaria poderá ser transferido a outra supridora de gás.

Art. 12. O mecanismo que estabelece limite de repasse ao consumidor de energia elétrica, de que trata o § 2º do art. 10 da Lei nº 9.648, de 1998, deverá ser adaptado à sistemática de preços e critérios para o gás natural definidos nesta Portaria, de forma a alcançar sua plena eficácia.

Art. 13. O acompanhamento da aplicação do disposto nesta Portaria ficará a cargo da Agência Nacional de Petróleo - ANP.

Parágrafo único. O supridor de gás enviará mensalmente à ANP todas as informações necessárias ao cumprimento do disposto no caput deste artigo e no § 2º do art. 1º.

Art. 14. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANEXO À PORTARIA MME/MF 176 de 2001

A Parcela Compensatória – PC - definida no inciso II do art. 6º será calculada pelas seguintes fórmulas:

$$PC_k = \frac{STCC_k}{\sum_{i=1}^{12} \left[V_{k,i}^e (1 + TRF_k^e)^{-i} \right]}$$

onde:

PC_k = parcela compensatória componente do preço do gás, no ano k, para k maior ou igual a 2;

TRF_k^e = Taxa de remuneração financeira, a.m., estimada para o ano k;

$V_{k,i}^e$ = estimativa do volume de gás a ser entregue no mês i do ano k;

$STCC_k$ = saldo total da conta de compensação acumulado desde o início do fornecimento de gás até o início do ano k, a ser determinado pelas fórmulas abaixo:

$$STCC_k = SACC_{k-1} \left(\prod_{j=1}^n (1 + Selic_{k-1,j}) \right), \text{ para } k = 2$$

$$STCC_k = (STCC_{k-1} + SACC_{k-1}) (1 + SelicAn_{k-1}), \text{ para } k \geq 3$$

onde:

n = número de meses entre o início do fornecimento de gás e a primeira data de aniversário do contrato após o início do fornecimento;

$Selic_{k,j}$ = Taxa SELIC, a.m., no mês j, ano k;

$SelicAn_k$ = Taxa SELIC, a.a., no ano k;

$SACC_k$ = saldo anual da conta de compensação no ano k, a ser determinado pelas fórmulas abaixo:

$$SACC_k = \sum_{i=1}^n \left[(P_{Dk,i}^* - P_{Dk}) V_{k,i} \left(\prod_{j=1}^i (1 + Selic_{k,j}) \right)^{-1} \right], \text{ para } k=1$$

$$SACC_k = \sum_{i=1}^{12} \left[(P_{Dk,i}^* - P_{Dk} - PC_k) V_{k,i} \left(\prod_{j=1}^i (1 + Selic_{k,j}) \right)^{-1} \right], \text{ para } k \geq 2$$

onde,

n = número de meses entre o início do fornecimento de gás e a primeira data de aniversário do contrato após o início do fornecimento;

P_{Dk} = parcela do preço faturada em Reais mas que é reajustada pela variação cambial do dólar dos Estados Unidos da América e pela variação do índice de preços ao atacado no mercado dos Estados Unidos (PPI);

$V_{k,i}$ = volume de gás entregue no mês i do ano k;

$Selic_{k,j}$ = Taxa SELIC, a.m., no mês j, ano k;

$P_{Dk,i}^*$ = preço em reais do gás natural vigente nas diversas datas de vencimento das faturas, convertido pela taxa de câmbio de venda do dólar dos Estados Unidos da América na data de faturamento, determinado pela fórmula abaixo:

$$P_{Dk,i}^* = P_{Dk} \frac{TMD_{Dk,i}}{TMD_k},$$

onde:

$TMD_{k,i}$ = taxa de câmbio de venda do dólar dos Estados Unidos da América da data de faturamento no mês i, ano k;

TMD_k = média das taxas de câmbio diárias de venda do dólar dos Estados Unidos da América no período compreendido pelos trinta dias que antecedem a data do aniversário dos reajustes anuais de cada contrato de gás, divulgada pelo Sistema de Informações Banco Central - SISBACEN (PTAX-800), em cada ano contratual, para k maior ou igual a 2.

VI.2 Metodologia de Cálculo das Parcelas Referenciais de Transporte

VI.2.1 ANEXO 10 - PORTARIA ANP 108 DE 2000 - VALOR ATUAL E CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Origem	Destino	Custo de Reposição (US\$/pol.m)	Valor de Reposição (MM US\$)	Início de Operação	Idade no início do Período (anos)	Utilização (%)	Fator de Depreciação	Valor Atual (MM US\$)	Custos de O&M (MMUS\$)	Valor Atual (MM R\$)	Custos de O&M (MM R\$)
GUAMARÉ - RN	ARACATI - CE			1999	0	0%	0%	-	-	-	-
ARACATI - CE	PECÉM - CE		58,25	1999	0	0%	0%	58,25	1,75	104,84	3,15
GUAMARÉ - RN	CABO - PE	15,27	77,69	1986	13	43%	32%	53,14	2,33	95,66	4,20
ATALAIA - SE	CATU - BA	13,50	43,47	1974	25	83%	75%	10,74	1,30	19,33	2,35
ARATU - BA	CAMAÇARI - BA	16,67	3,33	1970	29	97%	94%	0,19	0,10	0,35	0,18
CANDEIAS - BA	CAMAÇARI - BA	15,27	6,78	1981	18	60%	49%	3,44	0,20	6,19	0,37
SANTIAGO - BA	CAMAÇARI - BA	13,50	6,05	1975	24	80%	73%	1,65	0,18	2,97	0,33
SANTIAGO - BA	CAMAÇARI - BA	12,00	6,91	1992	7	23%	16%	5,83	0,21	10,50	0,37
L. PARDA - ES	ARACRUZ - ES	18,00	5,47	1983	16	53%	41%	3,20	0,16	5,76	0,30
ARACRUZ - ES	VITÓRIA - ES	18,00	8,93	1984	15	50%	39%	5,44	0,27	9,79	0,48
SERRA - ES	VIANA - ES	18,00	6,62	1997	2	7%	6%	6,25	0,20	11,25	0,36
CABIÚNAS - RJ	REDUC - RJ	12,50	36,60	1982	17	57%	45%	20,09	1,10	36,17	1,98
REDUC - RJ	REGAP - MG		75,63	1996	3	10%	8%	69,67	2,27	125,40	4,08
REDUC - RJ	ESVOL - RJ	12,00	20,56	1986	13	43%	32%	14,07	0,62	25,32	1,11
ESVOL - RJ	TEVOL - RJ	13,50	1,04	1986	13	43%	32%	0,71	0,03	1,28	0,06
ESVOL - RJ	S. PAULO - SP	11,80	84,37	1988	11	37%	26%	62,10	2,53	111,77	4,56
RPBC - SP	CAPUAVA - SP	15,27	6,78	1993	6	20%	14%	5,82	0,20	10,47	0,37
RPBC - SP	COMGAS - SP	15,27	0,27	1993	6	20%	14%	0,24	0,01	0,42	0,01
TOTAL			448,77					320,82	13,46	577,48	24,23

VI.2.2 ANEXO 11 - PORTARIA ANP 108 DE 2000 - TABELA DE DEPRECIACÃO ROSS-HEIDECKE

Idade % da Vida	Estado de Conservação							
	a	b	c	d	e	f	g	h
0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2%	1,0%	1,1%	3,5%	9,0%	18,9%	33,9%	53,1%	75,4%
4%	2,1%	2,1%	4,6%	10,0%	19,8%	34,6%	53,6%	75,7%
6%	3,2%	3,2%	5,6%	11,0%	20,7%	35,3%	54,1%	76,0%
8%	4,3%	4,4%	6,7%	12,1%	21,6%	36,1%	54,6%	76,3%
10%	5,5%	5,5%	7,9%	13,2%	22,6%	36,9%	55,2%	76,6%
12%	6,7%	6,8%	9,1%	14,3%	23,6%	37,7%	55,8%	76,9%
14%	8,0%	8,0%	10,3%	15,4%	24,6%	38,5%	56,4%	77,2%
16%	9,3%	9,3%	11,6%	16,6%	25,7%	39,4%	57,0%	77,5%
18%	10,6%	10,6%	12,9%	17,8%	26,8%	40,3%	57,6%	77,8%
20%	12,0%	12,0%	14,2%	19,1%	27,9%	41,2%	58,3%	78,2%
22%	13,4%	13,4%	15,6%	20,4%	29,1%	42,2%	59,0%	78,5%
24%	14,9%	14,9%	17,0%	21,8%	30,3%	43,1%	59,6%	78,9%
26%	16,4%	16,4%	18,5%	23,1%	31,5%	44,1%	60,4%	79,3%
28%	17,9%	17,9%	20,0%	24,6%	32,8%	45,2%	61,1%	79,6%
30%	19,5%	19,5%	21,5%	26,0%	34,1%	46,2%	61,8%	80,0%
32%	21,1%	21,1%	23,1%	27,5%	35,4%	47,3%	62,6%	80,4%
34%	22,8%	22,8%	24,7%	29,0%	36,8%	48,4%	63,4%	80,8%
36%	24,5%	24,5%	26,4%	30,5%	38,1%	49,5%	64,2%	81,3%
38%	26,2%	26,2%	28,1%	32,2%	39,6%	50,7%	65,0%	81,7%
40%	28,5%	28,3%	29,9%	33,8%	41,0%	51,9%	65,9%	82,1%
42%	29,9%	29,8%	31,6%	35,5%	42,5%	53,1%	66,7%	82,6%
44%	31,7%	31,7%	33,4%	37,2%	44,0%	54,4%	67,6%	83,1%
46%	33,6%	33,6%	35,2%	38,9%	45,6%	55,6%	68,5%	83,5%
48%	35,5%	35,5%	37,1%	40,7%	47,2%	56,9%	69,4%	84,0%
50%	37,5%	37,5%	39,1%	42,6%	48,8%	58,2%	70,4%	84,5%
52%	39,5%	39,5%	41,5%	44,0%	50,5%	59,6%	71,3%	85,0%
54%	41,6%	41,6%	43,0%	46,3%	52,1%	61,0%	72,3%	85,5%
56%	43,7%	43,7%	45,1%	48,2%	53,9%	62,4%	73,4%	86,0%
58%	45,8%	45,8%	47,2%	50,2%	55,6%	63,8%	74,3%	86,6%
60%	48,8%	48,8%	49,3%	52,2%	57,4%	65,3%	75,3%	87,1%
62%	50,2%	50,2%	51,5%	54,2%	59,2%	66,7%	76,4%	87,7%
64%	52,5%	52,5%	53,7%	56,3%	61,1%	68,0%	77,5%	88,2%
66%	54,8%	54,8%	55,9%	58,4%	63,5%	69,8%	78,6%	88,8%
68%	57,1%	57,1%	58,2%	60,6%	64,9%	71,4%	79,7%	89,4%
70%	59,5%	59,5%	60,5%	62,8%	66,8%	72,9%	80,8%	90,0%
72%	62,2%	61,9%	62,9%	65,3%	68,8%	74,6%	81,9%	90,6%
74%	64,4%	64,4%	65,3%	67,3%	70,8%	76,2%	83,1%	91,2%
76%	66,9%	66,9%	67,7%	69,6%	72,9%	77,9%	84,3%	91,8%
78%	69,4%	69,4%	70,9%	71,9%	74,9%	79,8%	85,5%	92,4%
80%	72,0%	72,0%	72,7%	74,3%	77,1%	81,3%	86,7%	93,1%
82%	74,6%	74,6%	75,3%	76,7%	79,2%	83,0%	88,0%	93,7%
84%	77,3%	77,3%	77,8%	79,1%	81,4%	84,8%	89,2%	94,4%
86%	80,0%	80,0%	80,5%	81,6%	83,6%	86,6%	90,5%	95,0%
88%	82,7%	82,7%	83,2%	84,1%	85,8%	88,5%	91,8%	95,7%
90%	85,5%	85,5%	85,9%	86,7%	88,1%	90,3%	93,1%	96,4%
92%	88,3%	87,9%	88,6%	89,3%	90,4%	92,2%	94,5%	97,1%
94%	91,2%	91,2%	91,4%	91,9%	92,8%	94,1%	95,8%	97,8%
96%	94,1%	94,1%	94,2%	94,6%	95,1%	96,0%	97,2%	98,5%
98%	97,0%	97,0%	97,1%	97,3%	97,6%	98,0%	98,0%	99,8%
100%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

VI.2.3 ANEXO 12 - PORTARIA ANP 108 DE 2000 - VALOR RESIDUAL

Origem	Destino	Idade no final do Período (anos)	Utilização (%)	Fator de Depreciação	Valor Residual (MM US\$)	Valor Residual (MM R\$)
GUAMARÉ - RN	ARACATI - CE	20	67%	56%	-	-
ARACATI - CE	PECÉM - CE	20	67%	56%	25,69	46,24
GUAMARÉ - RN	CABO - PE	33	100%	100%	-	-
ATALAIA - SE	CATU - BA	45	100%	100%	-	-
ARATU - BA	CAMAÇARI - BA	49	100%	100%	-	-
CANDEIAS - BA	CAMAÇARI - BA	38	100%	100%	-	-
SANTIAGO - BA	CAMAÇARI - BA	44	100%	100%	-	-
SANTIAGO - BA	CAMAÇARI - BA	27	90%	86%	0,97	1,75
L. PARDA - ES	ARACRUZ - ES	36	100%	100%	-	-
ARACRUZ - ES	VITÓRIA - ES	35	100%	100%	-	-
SERRA - ES	VIANA - ES	22	73%	63%	2,46	4,42
CABIÚNAS - RJ	REDUC - RJ	37	100%	100%	-	-
REDUC - RJ	REGAP - MG	23	77%	68%	24,43	43,97
REDUC - RJ	ESVOL - RJ	33	100%	100%	-	-
ESVOL - RJ	TEVOL - RJ	33	100%	100%	-	-
ESVOL - RJ	S. PAULO - SP	31	100%	100%	-	-
RPBC - SP	CAPUAVA - SP	26	87%	81%	1,32	2,38
RPBC - SP	COMGAS - SP	26	87%	81%	0,05	0,10
TOTAL					54,92	98,86

VI.2.4 ANEXO 13 - PORTARIA ANP 108 DE 2000 - ESTIMATIVAS DE CAPACIDADES CONTRATADAS

	Distância (km)	Volume (m³/dia)	Capacidade Estimada (m³/dia)	Momento de Capacidade (km*m³/dia)	Capacidade Declarada (m³/dia)
GUAMARÉ-PECÉM					800.000
PR1 Guamaré - RN					
CE Fazenda Belém	168,0	110.755	100.000	16.800.000	
CE Pacajus	293,0				
CE Fortaleza	331,0				
CE Pecém	382,0	N/A	700.000	267.400.000	
Total		110.755	800.000	284.200.000	
GUAMARÉ-CABO					860.000
PR1 Guamaré - RN					
RN Guamaré	0,0	3.674	0		
RN Ielmo Marinho	119,0	4.262	4.558	542.372	
RN Macaíba	140,0	96.339	103.027	14.423.790	
PB Santa Rita	291,0	123.105	131.651	38.310.440	
PE Goiana	335,0	29.789	31.857	10.672.035	
PE Igarassu R5	365,0	51.883	55.485	20.251.847	
PE Igarassu R6	369,0	5.718	6.115	2.256.256	
PE Paulista	377,0	34.001	36.362	13.708.295	
PE Recife	395,0	113.664	121.555	48.014.034	
PE Jaboatão	401,0	29.583	31.637	12.686.550	
PE Cabo	424,0	315.829	337.755	143.208.126	
Total Pts. de Entrega		804.171	860.000	304.073.744	1,07
ATALAIA-CATU					1.102.634
PR1 Atalaia - SE					
SE Atalaia	0,0	95.219	0		
SE Brahma	70,0	16.463	18.144	1.270.079	
SE Estância	80,0	6.934	7.642	611.382	
BA Catu	232,0	977.082	1.076.848	249.828.671	
Total Pts. de Entrega		1.000.479	1.102.634	251.710.132	1,10
SANTIAGO-CAMAÇARI					1.000.022
PR2 Santiago - BA					
BA Caboré	19,0	6.726			
BA Camaçari	32,0	772.426	987.303	31.593.700	
PR3 Caboré - BA					
BA Camaçari	13,0	9.951	12.719	165.345	
Total Pts. de Entrega		782.377	1.000.022	31.759.044	1,28
SANTIAGO-CAMAÇARI					1.800.000
PR4 Santiago - BA					
BA Camaçari	32,0	1.348.426	1.800.000	57.600.000	
Total Pts. de Entrega		1.348.426	1.800.000	57.600.000	1,33
CANDEIAS-CAMAÇARI					1.000.000
PR5 Candeias - BA					
BA Cexis	12,0	1.512			
BA Camaçari	37,0	537.071	982.291	36.344.785	
PE6 Lamarão - BA					
BA Camaçari	17,0	9.682	17.709	301.045	
Total Pts. de Entrega		546.753	1.000.000	36.645.830	1,83
ARATU-CAMAÇARI					700.000
PR7 Aratu					
BA Camaçari	20,0	83.067	700.000	14.000.000	
Total		83.067	700.000	14.000.000	8,43

ANEXO 13: PANP 108/2000 - Estimativas de Capacidades Contratadas (continuação)

	Distância (km)	Volume (m³/dia)	Capacidade Estimada (m³/dia)	Momento de Capacidade (km*m³/dia)	Capacidade Declarada (m³/dia)
LPARDA-ARACRUZ					1.000.000
PR1 Lagoa Parda - ES					
ES Bragussa	33,0	37.281	62.278	2.055.190	
ES Aracruz Celulose	38,0	135.535	226.415	8.603.762	
CO Conexão	38,0	425.797	711.307	27.029.656	
Total		598.613	1.000.000	37.688.608	1,67
ARACRUZ-VITÓRIA					1.000.000
CO Conexão					711.307
ES Alcobaça	46,6	2.152	3.555	165.650	
ES Torres I	49,6	909	1.501	74.452	
ES Biancogrês	51,0	11.025	18.216	929.008	
ES Holdercim	51,9	1.087	1.796	93.220	
ES Ornato	53,3	40.304	66.589	3.549.185	
ES Poltex	54,0	6.101	10.080	544.337	
ES Posto Oliva	57,0	2.600	4.295	244.842	
ES Logasa	57,5	7.426	12.269	705.442	
CO Conexão	57,5	69.662	115.095	6.617.956	
ES CST	58,5	46.719	77.189	4.515.560	
ES CVRD	62,1	242.541	400.722	24.884.828	
Total		430.526	711.307	42.324.479	1,65
SERRA-VIANA					659.397
CO Conexão					115.095
ES Perma	21,7	650	1.074	23.310	
ES Queops	25,8	1.026	1.695	43.692	
ES Belgo	26,4	44.337	73.253	1.934.620	
ES Brasperola	27,6	20.292	33.526	924.317	
ES Real Café	27,6	2.513	4.152	114.474	
ES Torres Comp.	29,9	146	241	7.201	
ES Villoni	29,9	698	1.154	34.516	
Total		69.662	115.095	3.082.130	1,65

ANEXO 13: PANP 108/2000 - Estimativas de Capacidades Contratadas (continuação)

	Distância (km)	Volume (m³/dia)	Capacidade Estimada (m³/dia)	Momento de Capacidade (km*m³/dia)	Capacidade Declarada (m³/dia)
CABIUNAS-REDUC					4.250.000
PR1 Cabiúnas - RJ					
RJ Reduc	183,0	2.050.260	4.250.000	777.750.000	
Total		2.050.260	4.250.000	777.750.000	2,07
REDUC-REGAP					1.951.995
PR1 Reduc					
MG Juiz de Fora	138,0	166.717	428.931	59.192.425	
MG Betim	357,0	527.235	1.356.476	484.261.991	
MG Regap	357,0	64.749	166.588	59.471.823	
Total		758.701	1.951.995	602.926.239	2,57
REDUC-ESVOL					4.215.008
PR1 Reduc					
RJ Japeri	41,6	505.973	646.905	26.911.242	
RJ Pirai	60,6	47.607	60.867	3.688.569	
CO Conexão 1	95,2	604.839	773.310	73.619.093	
CO Conexão 2	95,2	2.138.323	2.733.926	260.269.764	
Total		3.296.742	4.215.008	364.488.668	1,28
ESVOL-TEVOL			***		4.215.008
CO Conexão 1					773.310
RJ Tevol	5,5	604.839	773.310	4.253.204	
Total		604.839	773.310	4.253.204	1,28
ESVOL-SÃO PAULO					4.215.008
CO Conexão 2					2.733.926
RJ Dupont/ESBAMA	19,7	15.974	20.423	402.340	
RJ Matarazo	19,7	5.493	7.023	138.357	
RJ Resende	53,0	111.135	142.091	7.530.805	
SP Lorena	132,2	53.709	68.669	9.078.027	
SP Pindamonhangaba	180,1	24.540	31.376	5.650.735	
SP Taubaté	199,3	2.817	3.601	717.701	
SP SJC	228,2	254.098	324.874	74.136.191	
CO Conexão Guararema		-487.880			
SP Suzano	298,1	1.308.997			
SP Suzano	298,1	821.117	1.049.828	312.953.775	
SP Capuava	325,7	794.024			
SP Capuava	325,7	739.156	945.038	307.798.879	
CO Conexão	325,7	110.285	141.003	45.924.807	
CO Conexão Santos	325,7	-54.868			
Total		2.138.323	2.733.926	764.331.617	1,28
RPBC-CAPUAVA					960.000
PR RPBC					
SP Capuava	37,0	220.715	960.000	35.520.000	
CO Capuava					
SP RPBC	37,0	110.285			
Total		220.715	960.000	35.520.000	4,35
RPBC-COMGAS					1.549.589
PR RPBC					
SP COMGAS	1,5	989.268	1.549.589	2.324.384	
Total		989.268	1.549.589	2.324.384	1,57
MOMENTO BRASIL					
				3.614.678.077	1.319
				km*m³/dia	10 ⁹ km*m³/ano

ANEXO 13: PANP 108/2000 - Estimativas de Capacidades Contratadas (continuação)

As seguintes considerações foram feitas:

- A capacidade declarada do gasoduto Aracruz-Vitória é limitada pela capacidade contratada estimada para conexão com o gasoduto Lagoa Parada-Aracruz;
- A capacidade declarada do gasoduto Serra-Viana é limitada pela capacidade contratada estimada para conexão com o gasoduto Aracruz-Vitória;
- A capacidade declarada do gasoduto Esvol-Tevol é limitada pela capacidade contratada estimada para conexão com o gasoduto Reduc-Esvol;
- A capacidade declarada do gasoduto Esvol-São Paulo é limitada pela capacidade contratada estimada para conexão com o gasoduto Reduc-Esvol;
- Considerou-se que o gás importado é consumido integralmente em Suzano e gás da Bacia de Santos em Capuava. O gás importado não entrou na estimativa de capacidade;
- Não foi considerada a inversão de fluxo do Rpbcc-Capuava;

No caso do Guamaré-Pecém utilizou-se os dados de capacidade declarados.

VI.2.5 ANEXO 14 - PORTARIA ANP 108 DE 2000 - CÁLCULO DO CUSTO UNITÁRIO

	Unidade	Fórmula	0	1	2	3	4	5	19	20
Custo de Investimento	MM R\$	CI = valor atual ativos	577,48	-	-	-	-	-	-	(98,86)
Custo de O&M	MM R\$	O&M	-	24,23	24,23	24,23	24,23	24,23	24,23	24,23
Imp1 (IR + Cont.Soc.)	MM R\$	Imp1 = 33% * (Rec - Df - O&M)	-	22,05	22,05	22,05	22,05	22,05	41,68	41,68
Imp2 (Pis + Cofins)	MM R\$	Imp2 = 3,65% * (Rec)	-	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
Saídas de Caixa	MM R\$	Saídas = CI + O&M + Imp1 + Imp2	577,48	51,64	51,64	51,64	51,64	51,64	71,27	(27,59)
Momento Transporte	10 ⁹ m³/ano . Km	MT	-	1.319	1.319	1.319	1.319	1.319	1.319	1.319
Receita	MM R\$	Rec = TAR * MT	-	146,82	146,82	146,82	146,82	146,82	146,82	146,82
Fluxo de Caixa Líquido	MM R\$	FC	(577)	95	95	95	95	95	76	174
VPL	MM R\$	VPL(FC) @ taxa de retorno	-							
TIR	%	TIR (FC)	15%							
Tarifa	R\$/(mil m³.km)	TAR, tal que VPL (FC) = 0	0,1113							
							Validade do Cálculo: OK			
Depreciação Fiscal	MM R\$	Df = 10% de CI		57,75	57,75	57,75	57,75	57,75	-	-

VI.2.6 ANEXO 15 - PORTARIA ANP 108 DE 2000 - DISTÂNCIA MÉDIA EQUIVALENTE

	Distância (km)	Volume (m³/dia)	Momento de Transporte (m³/dia*km)	Distância Média Equivalente (km)
Ceará				244
PR1 Guamaré - RN				
PE1 Fazenda Belém	168,0	93.204	15.658.190	
PE2 Pacajus	293,0			
PE3 Fortaleza	331,0	80.516	26.650.879	
PE4 Pecém	382,0			
Total		173.720	42.309.069	
Rio Grande do Norte				139
PR1 Guamaré - RN				
PE Guamaré	0,0	3.674	0	
PE1 Ielmo Marinho	119,0	4.262	507.163	
PE2 Macaíba	140,0	96.339	13.487.440	
Total		100.601	13.994.604	
Paraíba				291
PR1 Guamaré - RN				
PE1 Santa Rita	291,0	123.105	35.823.441	
Total		123.105	35.823.441	
Pernambuco				404
PR1 Guamaré - RN				
PE1 Goiana	335,0	29.789	9.979.238	
PE2 Igarassu R5	365,0	51.883	18.937.157	
PE3 Igarassu R6	369,0	5.718	2.109.787	
PE4 Paulista	377,0	34.001	12.818.393	
PE5 Recife	395,0	113.664	44.897.106	
PE6 Jaboatão	401,0	29.583	11.862.977	
PE7 Cabo	424,0	315.829	133.911.482	
Total		580.466	234.516.141	
Sergipe				73
PR1 Atalaia - SE				
PE Atalaia	0,0	95.219	0	
PE1 Brahma	70,0	16.463	1.152.411	
PE2 Estância	80,0	6.934	554.740	
Total		23.397	1.707.151	

ANEXO 15: PANP 108/2000 - Distância Média Equivalente (continuação)

	Distância (km)	Volume (m³/dia)	Momento de Transporte (m³/dia*km)	Distância Média Equivalente (km)
Bahia				84
PR1 Atalaia - SE				
PE1 Catu	232,0	977.082	226.683.068	
PR2 Santiago - BA				
PE2 Caboré	19,0	6.726	127.795	
PE3 Camaçari	32,0	772.426	24.717.643	
PR3 Caboré - BA				
PE4 Camaçari	13,0	9.951	129.359	
PR4 Santiago - BA				
PE5 Camaçari	32,0	1.348.426	43.149.623	
PR5 Candeias - BA				
PE6 Cexis	12,0	1.512	18.148	
PE7 Camaçari	37,0	537.071	19.871.636	
PE6 Lamarão - BA				
PE8 Camaçari	17,0	9.682	164.597	
PR7 Aratu				
PE9 Camaçari	20,0	83.067	1.661.332	
Total		3.745.943	316.523.201	
Espírito Santo				83
PR1 Lagoa Parda - ES				
PE1 Bragussa	33,0	37.281	1.230.262	
PE2 Aracruz Celulose	38,0	135.535	5.150.320	
PE3 Alcobaça	84,6	2.152	182.020	
PE4 Torres I	87,6	909	79.587	
PE5 Biancogrês	89,0	11.025	981.253	
PE6 Holdercim	89,9	1.087	97.733	
PE7 Ornato	91,3	40.304	3.679.715	
PE8 Poltex	92,0	6.101	561.311	
PE9 Posto Oliva	95,0	2.600	246.989	
PE10 Logasa	95,5	7.426	709.151	
PE11 CST	96,5	46.719	4.508.427	
PE12 CVRD	100,1	242.541	24.278.349	
PE13 Perma	117,2	650	76.199	
PE14 Queops	121,3	1.026	124.408	
PE15 Belgo	121,9	44.337	5.405.161	
PE16 Brasperola	123,1	20.292	2.497.343	
PE17 Real Café	123,1	2.513	309.289	
PE18 Torres Comp.	125,4	146	18.270	
PE19 Villoni	125,4	698	87.573	
Total		603.341	50.223.361	

ANEXO 15: PANP 108/2000 - Distância Média Equivalente (continuação)

	Distância (km)	Volume (m³/dia)	Momento de Transporte (m³/dia*km)	Distância Média Equivalente (km)
Rio de Janeiro				98
PR1 Cabiúnas - RJ				
PE2 Cabiúnas	0,0	542.793	0	
PE1 Reduc	183,0	621.420	113.719.777	
PE2 Japeri	224,6	178.268	40.038.887	
PE3 Pirahy	243,6	16.773	4.085.963	
PE4 Tevol	283,7	213.101	60.456.735	
PE5 Dupont/ESBAMA	297,9	5.628	1.676.600	
PE6 Matarazo	297,9	1.935	576.550	
PE7 Resende	331,2	39.156	12.968.439	
PR2 Reduc - RJ				
PE1 Reduc	0,0	1.142.341	0	
PE2 Japeri	41,6	327.705	13.632.531	
PE3 Pirahy	60,6	30.834	1.868.533	
PE4 Tevol	100,7	391.739	39.448.069	
PE5 Dupont/ESBAMA	114,9	10.346	1.188.749	
PE6 Matarazo	114,9	3.558	408.788	
PE7 Resende	148,2	71.979	10.667.349	
		3.054.782	300.736.971	

ANEXO 15: PANP 108/2000 - Distância Média Equivalente (continuação)

	Distância (km)	Volume (m³/dia)	Momento de Transporte (m³/dia*km)	Distância Média Equivalente (km)
São Paulo				298
PR1 Cabiúnas - RJ				
PE1 Lorena	410,4	18.923	7.766.033	
PE2 Pindamonhangaba	458,3	8.646	3.962.534	
PE3 Taubaté	477,5	992	473.850	
PE4 SJC	506,4	89.525	45.335.683	
PE5 Suzano	576,3	289.301	166.724.213	
PE6 Capuava	603,9	260.424	157.270.093	
PE7 Comgas	642,4	38.856	24.961.286	
PR1 Reduc - RJ				
PE1 Lorena	227,4	34.786	7.910.305	
PE2 Pindamonhangaba	275,3	15.894	4.375.626	
PE3 Taubaté	294,5	1.824	537.235	
PE4 SJC	323,4	164.573	53.222.761	
PE5 Suzano	393,3	531.815	209.163.031	
PE6 Capuava	420,9	478.732	201.498.103	
PE7 Comgas	459,4	71.429	32.814.314	
PR2 Rpbcc - SP				
PE11 Capuava	37,0	220.715	8.166.458	
PE12 Comgas	1,5	878.984	1.318.475	
		3.105.419	925.500.000	
Minas Gerais				373
PR1 Cabiúnas - RJ				
PE1 Juiz de Fora	321,0	58.739	18.855.133	
PE2 Betim	540,0	185.759	100.309.822	
PE3 Regap	540,0	22.813	12.318.968	
PR1 Reduc - RJ				
PE1 Juiz de Fora	138,0	107.978	14.900.972	
PE2 Betim	357,0	341.476	121.907.055	
PE3 Regap	357,0	41.936	14.971.307	
Total		758.701	283.263.257	
BRASIL				180
Soma dos volumes retirados e momentos de transporte em todos Pontos de Entrega do País		12.269.476	2.204.597.195	

ANEXO 15: PANP 108/2000 - Distância Média Equivalente (continuação)

As seguintes considerações foram feitas:

- Os volumes que não utilizam a infra-estrutura de transporte não foram considerados no cálculo da distância equivalente estadual. Isso ocorre em Cabiúnas no Rio de Janeiro (gás entregue para Campos e Região dos Lagos), Sergipe e Rio Grande do Norte, além de Alagoas e Ceará que têm DEQ igual a zero;
- Para o Serra-Viana foi considerada apenas a movimentação do segundo semestre de 1999, porque antes disso as entregas desse gasoduto eram consolidadas em Viana;
- Para o Cabiúnas-Reduc foi considerada apenas a movimentação do primeiro semestre de 1999, dado ao incremento repentino e não explicado da movimentação nesse gasoduto entre junho (2.030 mil m³/dia) e julho de 1999 (7.204 mil m³/dia).
- O gás transportado no Cabiúnas-Reduc é utilizado por três Estados (Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais), sendo que sua utilização foi alocada em função da proporcionalidade entre o total retirado em cada um desses Estados;
- No caso particular da Reduc, existem volumes retirados de gás que utilizam a infra-estrutura de transporte e outros volumes que não o fazem. Dado que não se dispõe de informações em separado sobre esses volumes, fez-se necessária uma exceção no tratamento das retiradas: todo o volume retirado na Reduc foi incorporado no cálculo da Deq.
- O gás importado movimentado no gasoduto Esvol-São Paulo não foi considerado no cálculo.
- A DEQ Brasil foi calculada considerando a distância entre todos pontos de entrega e recepção e todos os volumes retirados no país.

VI.3 ANEXO 16 - Particularidades nos Dados dos Cálculos da Parcela Referencial de Transporte do Estado do Rio de Janeiro na Portaria ANP 108 de 2000

Em meados de dezembro de 2000, a ANP recebeu da ASEP, Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do estado do Rio de Janeiro, ofício através do qual foram levantadas algumas questões referentes ao cálculo da parcela de referencial de transporte para o estado do Rio de Janeiro. A Nota técnica 001 de 9 de janeiro de 2001 visava esclarecer estas questões e ressaltar algumas das suposições e aproximações necessárias à realização dos cálculos com base nas informações então disponíveis:

- existem dois gasodutos entre Cabiúnas e Reduc, um deles classificado como de transporte e o outro como de transferência. Teoricamente o gás movimentado no gasoduto de transporte seria processado em Cabiúnas e o gás movimentado no gasoduto de transferência na Reduc. Como apenas os gasodutos de transporte deveriam ser considerados na metodologia, a movimentação no gasoduto de transporte (custos, volumes e distância) foi alocada proporcionalmente entre os três estados (Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais);
- os volumes retirados em Cabiúnas não foram considerados no cálculo Distância Média Equivalente do Rio de Janeiro (caso tivessem sido considerados, seu valor seria de 84 km e não de 98 km);
- outros estados também tiveram volumes não considerados no cálculo por não utilizar a infra-estrutura de transporte existente, tais como Rio Grande do Norte, Sergipe e Bahia;

Reduc foi o único ponto incorporado no cálculo que recebia volumes de gás que não utilizavam a infra-estrutura de transporte, isto porque parte do gás retirado neste ponto era movimentado pelo gasoduto de transporte e parte pelo gasoduto de transferência, tornando quase impossível diferenciar de fato estes volumes.

Considerados esses pontos, os volumes retirados pela CEG Rio em Cabiúnas não foram considerados no cálculo da Deq do estado do Rio; em conformidade com o estabelecido no artigo 4º da Portaria 108 de 2000, que vinha sendo praticado pela Petrobras desde a sua publicação. Entretanto, os volumes retirados na Reduc foram integralmente incorporados no cálculo, de forma que a parcela Tref estava sendo cobrada pela Petrobras neste ponto.

VI.4 ANEXO 17 - Parcela referencial de transporte no estado do Alagoas de acordo com a Portaria ANP 101 de 2001

As tarifas de referência de cada estado foram calculadas na Portaria 108 ponderando 70% da tarifa média nacional com 30% da tarifa estadual considerando integralmente a distância. Dessa forma, estados como Rio Grande do Norte, Sergipe, Bahia, Espírito Santo e Rio de Janeiro estavam pagando tarifas de referência maiores do que suas respectivas tarifas estaduais. Ao passo que, Alagoas foi o único estado que não teve sua tarifa estadual (igual a zero) ponderada com a tarifa média nacional.

Se esperava o questionamento da razão pela qual o estado de Alagoas deveria pagar por uma infra-estrutura que, de acordo com as classificações dos dutos em vigor, não utilizava. No entanto, segundo a Autorização n.º 007, publicada em 06 de março de 1998, Alagoas possui 225,5 km de gasodutos de transferência.

Tabela: Gasodutos de Transferência de Alagoas

Origem	UF	Destino	UF	Diâmetro (pol)	Extensão (km)
CSMC	AL	FURADO (AP)	AL	10	6
CSMC	AL	FURADO (MP)	AL	12	6
CSMC	AL	FURADO (BP)	AL	14	6
FURADO	AL	ROBALO	SE	10	140
PARU	AL	GÁS NORTE	AL	8	18
PILAR	AL	FURADO	AL	14	36
SMC	AL	CSMC (AP)	AL	8	4.5
SMC	AL	CSMC (MP)	AL	10	4.5
SMC	AL	CSMC (BP)	AL	10	4.5
				Total (km)	225.5

Como já mencionado, os custos relativos aos gasodutos de transferência, dentro dos quais os 225,5 km de Alagoas, estavam incorporados na parcela que corresponde ao preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (PGT), paga por todos os estados.

Assim, não parecia razoável que houvesse um subsídio dos demais estados em favor de Alagoas no que se referia aos custos de transferência e que por sua vez não houvesse a recíproca de Alagoas em favor dos demais estados em relação aos custos de transporte. Nesse sentido, e dada a extensão dos dutos de transferência que Alagoas utilizava, a tarifa zero para este estado estava em desacordo com a metodologia proposta.

Com o objetivo de corrigir essa imprecisão, a Portaria 101/01 para o cálculo da tarifa de referência passou a ponderar a tarifa estadual de Alagoas (40%) com a tarifa média nacional (60%).

Tabela: Comparações entre as tarifas estaduais e as tarifas de referência utilizadas na Portaria 108/00 e na Portaria 101/01

Portaria 108/00

	TE 100%	TREF 30%	%
CE	29.73	22.13	(25.58)
RN	15.48	18.67	20.58
PB	32.38	23.74	(26.70)
PE	44.96	27.51	(38.81)
AL	0.00	0.00	0.00
SE	8.12	16.46	102.70
BA	9.40	16.84	79.13
ES	9.26	16.80	81.38
RJ	10.96	17.31	58.00
SP	33.17	23.97	(27.72)
MG	41.55	26.49	(36.25)
BRA	20.03	20.03	0.00

Portaria 101/01

	TE 100%	TREF 40%	%
CE	18.21	19.40	6.52
RN	17.19	18.99	10.47
PB	35.96	26.50	(26.31)
PE	49.93	32.08	(35.74)
AL	0.00	12.11	-
SE	1.78	12.83	621.14
BA	10.44	16.29	56.02
ES	10.29	16.23	57.77
RJ	10.33	16.25	57.27
SP	36.83	26.85	(27.11)
MG	46.14	30.57	(33.74)
BRA	20.19	20.19	0.00

A tabela acima compara:

- as tarifas estaduais considerando integralmente a distância (tarifa de referência = 100% da tarifa estadual) com as tarifas de referência publicadas na Portaria 108/00 (tarifa de referência = 30% da tarifa estadual + 70% da tarifa média nacional); e
- as tarifas estaduais já considerando a variação do IGP-M (tarifa de referência = 100% da tarifa estadual) com as tarifas de referência publicadas na Portaria 101/01 (tarifa de referência = 40% da tarifa estadual + 60% da tarifa média nacional).

Por último, não obstante as alterações introduzidas na Portaria 101/01, o estado de Alagoas continuou tendo a menor tarifa de referência do país e conseqüentemente o menor preço máximo nos pontos de entrega.

Tabela: Variação no preço máximo em cada estado de junho a julho de 2001

Preço na Entrada do Gasoduto de Transporte

	Jun/01	Jul/01	%
BRA	175.20	175.61	0.24

R\$/(mil m³)

Parcela Referencial de Transporte

	Jun/01	Jul/01	%
CE	22.13	19.40	(12.34)
RN	18.67	18.99	1.73
PB	23.74	26.50	11.63
PE	27.51	32.08	16.62
AL	0.00	12.11	N/A
SE	16.46	12.83	(22.08)
BA	16.84	16.29	(3.29)
ES	16.80	16.23	(3.41)
RJ	17.31	16.25	(6.15)
SP	23.97	26.85	11.98
MG	26.49	30.57	15.41
BRA	20.03	20.19	0.78

Preço Máximo no City Gate

	Jun/01	Jul/01	%
CE	197.32	195.01	(1.17)
RN	193.86	194.60	0.38
PB	198.93	202.11	1.60
PE	202.71	207.70	2.46
AL	175.20	187.73	7.15
SE	191.65	188.44	(1.68)
BA	192.04	191.90	(0.07)
ES	192.00	191.84	(0.08)
RJ	192.51	191.86	(0.34)
SP	199.17	202.46	1.65
MG	201.68	206.18	2.23
BRA	195.23	195.80	0.29

Vale lembrar que com as tarifas equalizadas, como eram até a publicação da Portaria 108/00, o estado de Alagoas estaria pagando uma tarifa de referência igual a 20,19 R\$/mil m³ e não 12,11 R\$/mil m³ conforme proposto na Portaria 101/01.

VI.5 ANEXO 18 - Consolidação dos comentários à minuta de Portaria referente à tarifa do gás nacional (Portaria ANP 130 de 2001)

Consolidação dos comentários e sugestões recebidos dos agentes após consulta pública da minuta de nova Portaria para estabelecer as Parcelas Referenciais de Transporte para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado. A minuta foi disponibilizada no site da ANP na Internet de 29 de agosto à 28 de setembro de 2001, como publicado na Portaria ANP 130 de 29 de agosto de 2001.

A Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural (SCG) da Agência recebeu comentários e sugestões das seguintes empresas:

- (i) Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG / CEG-RIO);
- (ii) Petróleo Brasileiro (PETROBRAS);
- (iii) Sindicato da Indústria de Refinação do Sal no Estado do Rio de Janeiro;
- (iv) Associação Comercial, Industrial e Agrícola de Cabo Frio;
- (v) Associação Brasileira de Extratores e Refinadores de Sal;
- (vi) Sindicato da Indústria de Cerâmica para Construção de Campos;
- (vii) Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN);
- (viii) Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGAS);
- (ix) Agência de Desenvolvimento em Rede do Espírito Santo (ADERES);
- (x) Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (ABRACE);
- (xi) Secretaria de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo – Governo do Estado do Rio de Janeiro;
- (xii) Companhia de Gás de Minas Gerais (GASMIG);
- (xiii) Câmara dos Deputados – Deputada Federal Miriam Reid PSB/RJ;

- (xiv) Secretaria de Estado de Minas e Energia – Governo do Estado de Minas Gerais;
- (xv) Secretaria Extraordinária para o Desenvolvimento do Pólo Gás-Sal – Governo do Estado do Rio Grande do Norte;

No anexo 7 estão destacados os principais pontos dos documentos recebidos.

Após análise das manifestações, se identificou basicamente duas questões principais. A primeira, referente à retirada do artigo 4º da Portaria 108 de 2000 e a segunda, à introdução progressiva da variável distância das tarifas de referência de cada estado. As motivações e argumentações em torno desses dois pontos já haviam sido exaustivamente levantadas e discutidas e mais uma vez foram expostas.

Todo o esforço da ANP em eliminar progressivamente os subsídios cruzados entre consumidores, considerando a distância nos cálculos das parcelas referenciais de transporte, estava sendo em benefício dos consumidores mais próximos às fontes de suprimento que, até a publicação da Portaria 108, pagavam o mesmo preço que os consumidores mais distantes. A resistência apresentada à correção dos cálculos por parte dos principais beneficiados pelo esforço da ANP em introduzir a tarifa de referência, em particular de representantes de Alagoas e do Norte Fluminense, estava sendo vista como uma forma oportunista em ater-se a um benefício resultante de uma imprecisão da Portaria 108.

Os comentários recebidos de representantes de indústrias localizadas na região norte fluminense no estado do Rio de Janeiro, da FIRJAN, da Secretaria de Energia, Indústria Naval e do Petróleo do Rio de Janeiro e da Secretaria Extraordinária para o Desenvolvimento do Polo Gás-Sal do Rio Grande do Norte defendiam a manutenção do artigo 4º da Portaria 108 (tarifa de referência zero para volumes de gás que não utilizassem os gasodutos do sistema de transporte). A CEG / CEG-Rio se manifestou a favor da retirada desse artigo, considerando essa discussão como sendo “superada”. A ABEGAS apresentou uma posição intermediária. Para essa Associação, os estados que não utilizavam os gasodutos de transporte deveriam ter uma tarifa de referência igual a zero (isso se aplicava apenas ao estado de Alagoas), no entanto, os demais estados que possuíam pontos de retirada de gás sem utilização de gasodutos deveriam ter uma tarifa média ponderada pelos volumes supridos em cada ponto de entrega, de forma que cada zona tarifária coincidissem com os limites de cada estado.

Com relação à introdução progressiva da variável distância, a ABEGAS, a GASMIG e a Secretaria de estado de Minas e Energia de Minas Gerais se manifestaram de forma desfavorável. Por outro lado, vários agentes defenderam a incorporação imediata de 100% da variável distância.

A tabela abaixo mostra as tarifas contidas na Consulta Pública (TREF 40%) e as tarifas que seriam aplicadas caso já estivesse sido incorporada integralmente a distância.

Estado	TREF 40%	TREF 100%
Ceará	19,40	18,21
Rio Grande do Norte	18,99	17,19
Paraíba	26,50	35,96
Pernambuco	32,08	49,93
Alagoas	12,11	0,00
Sergipe	12,83	1,78
Bahia	16,29	10,44
Espírito Santo	16,23	10,29
Rio de Janeiro	16,25	10,33
São Paulo	26,85	36,83
Minas Gerais	30,57	46,14
Média	20,19	20,19

Outros dois pontos foram levantados. O Sindicato da Indústria de Refinação o Sal do Rio de Janeiro argumentou que a tarifa de referência na prática era integralmente repassada ao consumidor final, o que a tornava também uma questão sujeita à regulação pelos órgão estaduais responsáveis. A Secretaria de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo do Rio de Janeiro defendeu a desindexação da variação do óleo combustível e do dólar ao preço do gás natural de produção nacional uma vez que estes parâmetros não estariam conectados à formação dos custos do gás. A respeito da desindexação, a ANP esclareceu que a definição do preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte (PGT) era atribuição dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda.

Nesse momento, mais uma vez se procurou ressaltar que o objetivo da ANP, trabalhando em conjunto com Petrobras e Transpetro, sempre foi a regularização das atividades de transporte de gás natural no sentido da firmação de contratos de transporte, contendo tarifas que reflitam de fato os custos de prestação do serviço associados. A partir desse momento, as parcelas referenciais de transporte deixarão de existir passando a vigorar as tarifas existentes nos contratos de transporte firmados.

i) *CEG / CEG-RIO*

- “(...) a questão de tarifas de transporte igual a zero para os pontos de recepção que não utilizavam efetivamente o sistema de transporte, ressuscitado com regulamentação ora vigente (Portaria ANP n.º 108/2000), é uma discussão superada. (...) já foi reconhecido por esta ANP como uma imperfeição do modelo estabelecido (...) e que foi devidamente corrigido com os critérios empregados quando da publicação da Portaria ANP n.º 101/2001.”
- “Aproveitamos a oportunidade para sugerir a essa Agência que continue implementar a busca de maior eficiência alocativa de custos entre usuários, promovendo (...) a desqualificação total das tarifas de transporte, passando no curto-médio prazo a adotar 100% da tarifa de referências estaduais, ao invés do 40% adotados na Portaria ANP n.º 101/2001.”
- “(...) uma proposta daquela Associação (ABEGAS) sobre a Portaria 130 da qual a CEG, a CEG-Rio e a GN São Paulo Sul, representantes legítimos do segmento de gás canalizado dos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, discordam frontal e filosoficamente por entenderem haver, naquela proposta, um retrocesso em relação à metodologia aplicada por essa Agência, além de contrariar nossa firme convicção sobre a correta desqualificação dos preços do gás natural”

ii) *PETROBRAS*

- “(...) a Petrobras aplicou nas faturas emitidas em agosto último, referente às entregas de gás realizadas em julho de 2001, a correção de 11,19%, nas tarifas de transporte (...) estamos registrando, entre nossos clientes, algumas discordâncias relativas à aplicação desse reajuste, acarretando, inclusive, a recusa de pagamento do valor corrigido”

iii) *Sindicato da Indústria de Refinação do Sal no Estado do Rio de Janeiro*

- “(...) a redução da participação da Tarifa Postal/Brasil de 70% para 60% (...) apenas atenua, mas não elimina, de todo, as distorções entre Estado e dentro deles”
- “(...) a ANP pretende que o transportador de gás natural cobre a TREF sobre todos os volumes vendidos às distribuidoras estaduais, independentemente de prestar ou não, a estes, serviços de transporte. (...) a ANP ao adotar esta metodologia poderia estar promovendo o enriquecimento sem causa do transportador.”

- “(...) a ANP pretende ratear entre Estados e consumidores a TREF = 0, relativa àqueles fornecimentos de gás natural em que os pontos de recepção e entrega são coincidentes”. “(...) a introdução dos volumes que não utilizam os gasodutos de transporte no cálculo da TREF (...) acaba por criar um subsídio cruzado, prejudicando diversas indústrias e favorecendo outras”
 - A TREF é “uma questão sujeita à regulação pelos órgãos estaduais responsáveis pelo segmento de distribuição de gás canalizado”
 - “(...) a manutenção do art. 4º da Portaria n.º 108/00 e, se possível, das mesmas tarifas estabelecidas na nova Portaria (??), nos parece ser a decisão adequada e justa”
- iv) *Associação Comercial, Industrial e Agrícola de Cabo Frio*
- “(...) apoio à posição defendida pelo Sindicato da Indústria de Refinação do Sal no Estado do Rio de Janeiro, bem como aos comentários apresentados a respeito da Portaria 130 de 29/08/01 e da Minuta disponibilizada”
- v) *Associação Brasileira de Extratores e Refinadores de Sal*
- “A ABERSAL abraça, portanto, a tese da manutenção plena do conceito estabelecido no art. 4º da Portaria 108/00, no instrumento que essa Agência venha editar a respeito (...)”
- vi) *Sindicato da Indústria de Cerâmica para Construção de Campos*
- “(...) reitera perante esta agência reguladora os termos do expediente remetido a V.S pelo Sindicato da Indústria de Refinação de Sal do Estado do Rio de Janeiro”
 - “(...) reivindicamos também a manutenção do art. 4º da Portaria 108/00, bem como das tarifas estabelecidas na nova Portaria (??), por acharmos a decisão mais justa para o momento.”
- vii) *FIRJAN*
- “(...) propõe que a Tref seja definida apenas e tão somente em função da distância, não mais sendo definida através da relação entre duas parcelas, uma postal e outra por distância.”
 - “(...) corrige-se uma situação em que consumidores localizados junto ao ramal de Cabiúnas, vêem-se subitamente a arcar com o ônus de uma pesada parcela (...)”

viii) ABEGAS

A ABEGAS apresentou uma proposta de Portaria que contendo basicamente três propostas:

- “Para os volumes que não utilizam os gasodutos do sistema de transporte, a Tarifa de Transporte de Referência é igual a zero”
- “Nos Estados da Federação onde existam Tarifas de Transporte de Referência igual a zero, em função da localização dos Pontos de Entrega do gás, o transportador aplicará, a tarifa média ponderada pelos volumes supridos em cada Estação de Regulagem e Medição, de forma que cada zona tarifária coincida com os limites de cada Estado”
- “(...) as Tarifas de Transporte de Referência estabelecidas nesta Portaria serão atualizadas segundo a variação do IPCA do Instituto Brasileira de Geografia e Estatística – IBGE”
- A ABEGAS apresentou uma tabela contendo tarifas de referência (valores em R\$/mil m³) propostas para cada estado que representam a incorporação da variação anual do IGP-M na tarifas da Portaria 108.

Estado	Portaria 108 *	Portaria 101 *	Minuta ABEGAS *
Ceará	22,13	19,40	24,57
Rio Grande do Norte	18,67	18,99	20,73
Paraíba	23,74	26,50	26,36
Pernambuco	27,51	32,08	30,55
Alagoas	-	12,11	-
Sergipe	16,46	12,83	18,28
Bahia	16,84	16,29	18,70
Espírito Santo	16,80	16,23	18,66
Rio de Janeiro	17,31	16,25	19,22
São Paulo	23,97	26,85	26,62
Minas Gerais	26,49	30,57	29,42

ix) Agência de Desenvolvimento em Rede do Espírito Santo

- “A plena incorporação da variável distância na formação da Tarifa de Referência de Transporte é, portanto, a legítima reivindicação do Espírito Santo (...)”
- x) *ABRACE*
- “(...) somos favoráveis à progressividade na incorporação da variável distância na tarifa de transporte, porém sugerimos o estabelecimento de um cronograma para esta progressão de forma a melhor balizar as decisões estratégicas dos agentes do setor (investidores e consumidores), sempre mediante prévias e amplas discussões”
- xi) *Secretaria de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo – Governo do Estado do Rio de Janeiro*
- “(...) é extremamente penoso para as indústrias fluminenses suportar a ‘dolarização’ dos preços do gás natural, produzido neste Estado, indexados pela variação cotação de uma cesta de óleos combustíveis, no mercado internacional e pela variação da taxa cambial no Brasil, parâmetros desconectados da formação de custos do gás produzido em nossa costa”
 - “(...) é preocupante (...) que (a ANP) pretenda que a TREF seja calculada, e cobrada , inclusive sobre volumes de gás que não são transportados, isto é, que não passam por qualquer gasoduto classificado como sendo de transporte pela própria ANP”
 - “A incorporação da variável distância é, e sempre foi, prioridade reivindicada pelos Estados produtores (...) que continuarão sendo grandemente prejudicados pela influência predominante do custo do ‘gasoduto fictício único’”
- xii) *GASMIG*
- “(...) sugerimos (...) que a ANP formasse um grupo de trabalho com participação de todos os envolvidos para elaboração de uma nova proposta de tarifa de transporte para o gás nacional que fosse definitiva e politicamente aceitável por todos os agentes interessados (...)”
 - “(...) vimos manifestar a posição da Gasmig no sentido de que a ANP adote a proposta que está encaminhada pela ABEGAS (...)”
- xiii) *Câmara dos Deputados – Deputada Federal Miriam Reid PSB/RJ*
- “(...) dirijo-me a Vossa Senhoria para manifestar meu total apoio aos termos do Ofício (...) da Secretaria de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo”

- xiv) *Secretaria de Estado de Minas e Energia – Governo do Estado de Minas Gerais;*
 - “(...) vimos externar nosso apoio à proposta apresentada a essa Agência pela ABEGAS e ratificada pela GASMIG”

- xv) *Secretaria Extraordinária para o Desenvolvimento do Pólo Gás-Sal – Governo do Estado do Rio Grande do Norte*
 - “(...) apelamos a V.S. para que a proposta sob exame seja re-estudada e volte a vigorar o antigo conceito que estabelece o preço da TREF em função da distância da fonte produtora, bem com se restabeleça o art. 4º da Portaria 108/00”