



ANEXO I – CLÁUSULAS DO CONTRATO DE CONCESSÃO REFERENTES A TARIFAS DOS SERVIÇOS

As cláusulas Décima Primeira, Décima Segunda e Décima Terceira de cada Contrato de Concessão contêm as disposições referentes às tarifas dos serviços de distribuição de gás canalizado. A seguir é apresentado o texto de cada uma dessas cláusulas.

“CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA – CONDIÇÕES DAS TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

Sexta Sub-cláusula - As tarifas-teto constantes das tabelas tarifárias, fixadas pela CSPE e vigentes na data de assinatura deste Contrato, passam a ser decompostas, sem alteração do seu valor final, em preço do Gás (Pg), preço do Transporte (Pt) e Margem de Distribuição (Md). O preço do Gás (Pg) e o preço do Transporte (Pt) poderão ser considerados agrupados quando os contratos de suprimentos vigentes assim o estabeleçam.

Sétima Sub-cláusula - Os valores das Margens de Distribuição (Md) serão reajustados com periodicidade anual, a contar da “Data de Referência Anterior”, sendo esta definida da seguinte forma:

- I. no primeiro reajuste, a data de assinatura deste Contrato; e
- II. nos reajustes subseqüentes, a data de início da vigência do último reajuste

Oitava Sub-cláusula - A periodicidade de reajuste de que trata a Sub-cláusula anterior poderá ocorrer em prazo inferior a um ano, caso a legislação assim permita, adequando-se a “Data de Referência Anterior” à nova periodicidade estipulada.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - TARIFAS APLICÁVEIS, NO PRIMEIRO CICLO, NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

As tarifas-teto vigentes fixadas pela CSPE serão as consideradas para a aplicação na prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no primeiro ciclo.

Sub-cláusula Única - O reajuste tarifário será aplicado sobre a Margem de Distribuição (Md) da “Data de Referência Anterior”, conforme segue:

$$T = Pg + Pt + Md \cdot VP$$

Onde:

T = tarifa-teto vigente ;

Pg = preço do gás alocado à tarifa, observadas as Sub-cláusulas Nona a Décima Segunda da Cláusula Décima Primeira;

Pt = preço do transporte alocado à tarifa, observadas as Sub-cláusulas Nona a Décima Segunda da Cláusula Décima Primeira;

Md = margem de distribuição alocada à tarifa;

VP = índice de variação de preços obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado.”

“CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - TARIFAS APLICÁVEIS, A PARTIR DO SEGUNDO CICLO, NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS”.



As tarifas-teto a serem aplicadas na prestação dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado serão reguladas por meio de uma metodologia de margem máxima de distribuição doravante denominada Margem Máxima (MM), que dará à CONCESSIONÁRIA *oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre o seu investimento.*

Primeira Sub-cláusula – A metodologia visa permitir à CONCESSIONÁRIA a obtenção de receitas suficientes para cobrir os custos adequados de operação, manutenção, impostos, exceto os impostos sobre a renda, encargos e depreciação, relacionados com a prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, bem como uma *rentabilidade razoável.*

Terceira Sub-cláusula - A CSPE regulará as tarifas de distribuição de gás canalizado, conforme segue:

- I. inicialmente, fixando, para todos os anos do ciclo, uma Margem Máxima (MM) inicial;
- II. a cada ano a Margem Máxima (MM) será reajustada de acordo com as *variações do índice de inflação e de um fator de eficiência;*
- III. ao final de cada ano, a Margem Obtida será calculada e comparada com a Margem Máxima (MM) aprovada pela CSPE; se a Margem Obtida for maior que a Margem Máxima (MM), a CSPE compensará a diferença, reduzindo a Margem Máxima (MM) a ser aplicada no ano seguinte;
- IV. ao final de cada ciclo serão revistos os parâmetros utilizados, com base na previsão para o próximo ciclo, determinando-se, em consequência, nova Margem Máxima (MM) inicial;
- V. os parâmetros utilizados no cálculo da Margem Máxima (MM) inicial para cada ciclo *não considerarão rentabilidades obtidas em ciclos anteriores;* e

.....

Quarta Sub-cláusula - A Margem Máxima (MM t) para o ano t do ciclo será expressa em Reais por m³ e será calculada conforme segue:

$MM\ t = P\ t + K\ t$, sendo:

$$P\ t = P\ t - 1 [1 + (VP - X)]$$

Onde:

VP: variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: fator de eficiência (percentual);

P t: valor da Margem Máxima (MM) inicial (P₀), expresso em reais por m³, inicial, sucessiva e atualizada anualmente pelo fator (VP - X) até o ano t ;

P₀ : valor inicial da Margem Máxima (MM) autorizada pela CSPE e definido por ocasião de cada revisão em cada ciclo. No primeiro ano de cada ciclo, o valor de P₁ é igual ao de P₀ ; e

K t : Termo de Ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima (MM) aplicada no ano t, expressa em reais por m³.

Quinta Sub-cláusula – A CSPE aprovará P₀ após avaliar a receita requerida para cobrir os custos permitidos à CONCESSIONÁRIA, no ciclo, e levando em conta os seguintes fatores:

- I. estabelecimento de tarifas apropriadas e estáveis para os usuários; e



- II. a oportunidade para a CONCESSIONÁRIA obter uma remuneração apropriada para os seus ativos.

Décima Sub-cláusula - Para permitir à CONCESSIONÁRIA a oportunidade de obter uma rentabilidade apropriada sobre sua base de ativos, a CSPE levará em conta:

1. a razão dívida/capital próprio da CONCESSIONÁRIA; e
2. o custo de oportunidade do capital.

Décima Primeira Sub-cláusula - A CSPE considerará, entre outros, para determinar o custo de oportunidade do capital:

1. a rentabilidade de empresas similares no País e em outros países; e
2. as condições de rentabilidade para os investimentos no País.

Décima Segunda Sub-cláusula - A CSPE, na análise de rentabilidade, tomará como base modelos de análise de risco financeiro, geralmente, utilizados no mercado.

Décima Terceira Sub-cláusula - A Margem Máxima (MM) será reajustada anualmente de acordo com as variações do índice de inflação (VP), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a CSPE estabelecerá novo índice a ser adotado.

ANEXO II –REGULAMENTOS REFERENTES A ABERTURA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

DECRETO Nº 43.889, de 10-03-1999 - Aprova o Regulamento de Concessão e Permissão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo. Capítulo XI - Exclusividade na Área de Concessão de Distribuição de Gás Canalizado

Art.22 - A concessionária terá exclusividade, ao longo de todo período e dentro da sua área de concessão, do sistema de distribuição, bem como da operação deste, além da recepção e da entrega de gás canalizado.

Art.23 - A concessionária terá exclusividade, durante todo o prazo de concessão, na comercialização de gás canalizado a usuários Residenciais e Comerciais.

§ 1º - O contrato de concessão e a CSPE disciplinarão os prazos e condições de exclusividade aos demais usuários para cada área e concessão, levando em conta aspectos relacionados ao mercado.

§ 2º - O consumo próprio de gás em áreas das refinarias, em processos diretamente vinculados à atividade de refino de petróleo, poderá ser considerado como desobrigado de contratação junto à concessionária, desde que atendidas as condições regulatórias ou autorizações necessárias aos processos de importação, produção própria e transferência de gás e mediante autorização pela CSPE, a qual verificará a compatibilidade da utilização e demais condições estabelecidas no contrato de concessão com a distribuidora e regulamentação.



§ 3º - Fica o usuário, de que trata o parágrafo anterior, sujeito à contratação do gás, transporte e distribuição junto à Concessionária, no período de exclusividade e, após este período, da prestação dos serviços de distribuição, sempre que a utilização do gás natural se destinar especificamente à comercialização de energia elétrica, vapor ou ainda de outros produtos, utilidades e insumos não resultam diretamente dos processos de refino, ainda que as instalações de –produção ou processamento- estejam localizadas em áreas das refinarias.

Art.24 - Após o período de exclusividade a que se refere o § 1º do artigo 23 deste Regulamento, os serviços de comercialização de gás canalizado poderão ser contratados diretamente pelos usuários livres, sem prejuízo do pagamento a concessionária pelos serviços de distribuição correspondentes, nos termos das regulamentações que vierem a ser editadas pela CSPE e do contrato de concessão.

.....

CONTRATO DE CONCESSÃO Nº CSPE/001/99 PARA EXPLORAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO- CLÁUSULA QUINTA – PRAZO DA CONCESSÃO E DO CONTRATO

Quinta Sub-cláusula - A CONCESSIONÁRIA terá exclusividade, no período e na área da sua concessão, do sistema de distribuição, bem como da operação deste, além da recepção e da entrega de gás canalizado.

Sexta Sub-cláusula - A CONCESSIONÁRIA terá exclusividade, no período e na área da sua concessão, na comercialização de gás canalizado a usuários dos segmentos Residencial e Comercial.

Sétima Sub-cláusula - Excluídos os usuários descritos na Sexta Sub-cláusula desta Cláusula, a CONCESSIONÁRIA terá exclusividade para a comercialização de gás canalizado, por um período de 12 (doze) anos, contados da data da celebração deste Contrato de Concessão.

Oitava Sub-cláusula - Os usuários que desejarem tornar-se usuários livres, a partir da data de encerramento do período de exclusividade, nos termos da Sétima Sub-cláusula desta Cláusula, devem se manifestar com uma antecedência mínima de dois anos.

Nona Sub-cláusula - Entende-se por usuário livre aquele que pode adquirir os serviços de comercialização de gás canalizado, da CONCESSIONÁRIA ou de outros prestadores, na forma da regulamentação a ser editada pela CSPE.

PORTARIA CSPE – 160, de 20-12-2001- Dispõe Sobre as Condições Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado no Estado de São Paulo

CAPÍTULO VII

Artigo 11

§ 3º - Os Usuários que desejarem tornar-se Usuários Livres, nos termos de regulamentação a ser estabelecida pela CSPE, devem se manifestar junto à Concessionária, com uma antecedência mínima de 2 (dois) anos, sendo que a liberação ocorrerá somente a partir da data de encerramento do período de exclusividade, obedecidos os prazos estabelecidos em Contratos de Fornecimento.



ANEXO III. A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL NA ABERTURA DA COMERCIALIZAÇÃO

Para avaliar os Modelos de Liberalização do Mercado de Gás Natural que se observam no nível de prática regulatória internacional e que possam ser referência para o serviço de gás canalizado no Estado de São Paulo, é preciso entender o contexto ou a situação da Indústria no momento de se iniciar o Processo de Abertura.

Em qualquer um dos casos pesquisados, como se verá, a Abertura do Mercado de GN foi um dos instrumentos utilizados no Modelo Global de Reforma da Indústria Energética que se desenvolveu nas duas décadas passadas.

A Reestruturação da Indústria inclui a Privatização de monopólios estatais verticalmente integrados, a separação de atividades da Cadeia do Gás, o livre acesso às Redes de Transporte e Distribuição e a livre escolha do fornecedor de GN.

Os casos internacionais analisados foram:

- Espanha
- Itália
- Reino Unido
- Austrália: Novo Gales do Sul e Vitória
- Argentina

Foram identificados os seguintes aspectos chave da Estruturação dos Processos de *Unbundling*¹ nas citadas experiências:

- Separação de atividades
- *Timing* do Processo de *Unbundling*
- Mecanismo de Contratação de Fornecimento de Gás no novo Mercado Livre
- Regulamentação da Integração Vertical
- Autorização da Atividade de Comercialização
- Contratação do Uso de Capacidade - Acesso de terceiros a redes
- Mercados Atacadistas - Mercados Secundários
- Proteção ao Consumidor
- Preços e Tarifas.

1. Aspectos Chaves da Estruturação dos Processos de Abertura

1.1 Separação de Atividades

A idéia fundamental do processo de *unbundling* do Mercado de Gás é promover a competição naqueles segmentos da cadeia de gás que são elegíveis. Por isto, se separam as atividades de Fornecimento (produção/importação) e Comercialização do gás, daquelas atividades que, por suas características, operem como monopólios naturais, Transporte e Distribuição.

A experiência internacional é coerente com esta estruturação pró-competitiva: em todos os casos relevados se separaram as atividades de Fornecimento e Comercialização de Transporte e Distribuição, introduzindo mecanismos que fomentaram a concorrência nas primeiras e regulando as segundas.

¹ Terminologia usada em inglês que consigna a separação das atividades que realiza uma distribuidora: i) transporte de gás pela rede; ii) comercialização do gás.



A transformação da indústria foi gradual, mas com passos bem definidos com relação à mudança do rol do Estado tendo em vista o setor privado quanto à provisão do serviço e sua regulamentação. Transformaram-se os monopólios estatais verticalmente integrados² em empresas de serviço privadas, separadas na parte legal e contábil em todos os casos, e inclusive com restrições cruzadas na propriedade acionária em alguns países (Reino Unido, Argentina e Espanha).

Especificamente com respeito à atividade de venda de gás, esta foi liberalizada gradualmente, começando pelos usuários de maior porte e sem distinguir - em geral - entre categorias de usuários. Em qualquer caso, os últimos passos em matéria da abertura da comercialização foram dados com a incorporação dos usuários residenciais com liberdade de escolha do fornecedor.

Atualmente, com exceção da Argentina, todos os países da amostra alcançaram a etapa final do Processo de Abertura, chegando à liberação do mercado residencial.

Os casos analisados podem ser divididos em três grupos de acordo ao nível de abertura alcançado:

- Liberalização total e escolha obrigatória de fornecedor a preço negociado para todos os usuários: Reino Unido
- Liberalização total e escolha não obrigatória
 - para os usuários pequenos³: Itália (período de Transição) e Austrália (NGS e Vitória)
 - para todos os usuários: Espanha
- Liberalização obrigatória para o Mercado Atacadista: Argentina (a partir de 2004)

1.2 Estrutura Temporal do Processo de Abertura.

Em todos os casos analisados, com exceção da Itália, a Abertura foi estruturada por etapas e por nível de consumo, começando pela liberação dos usuários maiores (mercado atacadista).

A Itália também estruturou o *unbundling* por etapas, mas não por nível de consumo. Em uma primeira fase foram reconhecidos como usuários livres (*idôneos*) aqueles que já tinham a possibilidade de adquirir o gás por sua conta e foram agregados aos comercializadores Atacadistas e Distribuidores -pelo nível consumido por seus clientes- e a aqueles clientes com consumos maiores do que 200.000 m³/ano. Numa segunda etapa, liberou-se aos consumidores menores.

O Reino Unido apresenta o maior gradualismo na implementação do *unbundling*, já que a desregulamentação do Mercado Atacadista foi estruturada em 2 etapas ao longo de 9 anos e a liberalização dos pequenos consumidores (residenciais e comércios pequenos) se fez em três etapas e por zona geográfica.

O caso oposto, quer dizer, o que apresenta menor gradualismo na implementação da Abertura é a Itália, que o fez em duas etapas e em apenas quatro anos.

A Argentina é o único caso dos relevados que ainda não desregulou o mercado de GN para os pequenos consumidores. Durante os quinze anos transcorridos desde a implementação da primeira etapa de liberalização do mercado para os grandes usuários de mais de 10.000 m³/dia, o umbral de consumo foi reduzindo, incorporando outras categorias de usuários. Até o ano 2000, a liberação levou aos consumidores de mais de 5.000 m³/dia. Recentemente,

² Com exceção de AGL, no NGS- Austrália, que era um monopólio privado verticalmente integrado

³ Prevê-se que a não obrigatoriedade será durante o período de transição, para proteger aos usuários menores.



em 2005, a liberalização se tornou obrigatória para todos os consumidores exceto residenciais e comerciais.

1.3 Mecanismo de contratação no novo Mercado Livre

No Mercado Varejista os contratos são padrão e no Mercado Atacadista são o resultado da livre negociação entre as partes. Não obstante, ambos os tipos de contratos contêm algumas cláusulas comuns distribuídas pela Autoridade Regulamentaria relativa ao tipo de contrato, preço, modalidade de pagamento, faturamento, obrigações das partes, entre outras. Os contratos são por serviços firmes e interrompíveis (Reino Unido, Austrália, Espanha)

Faturamento. Observam-se três modalidades básicas de faturamento para os usuários do Mercado Livre: 1) Faturamento agregado do Comercializador; 2) Faturamento separado por Mercado: uma fatura que emite o Distribuidor pelo uso das redes e outra emitida pelo Comercializador pelo custo do fornecimento, o preço do gás e a margem de Comercialização; 3) Faturamento por segmento de serviço (para cada item): serviço totalmente *unbundled*, o usuário paga por sua conta o gás, o transporte, a distribuição e a comercialização.

Medição⁴. Nos casos analisados, a medição do fornecimento e a tarifa estão a cargo do Distribuidor. Por outro lado, no Mercado Livre apresentam-se variantes. Em alguns casos esta atividade é realizada exclusivamente pelo Distribuidor, como acontece na Argentina; em outros casos o usuário pode escolher entre o Distribuidor e Comercializador, como por exemplo, na Espanha, no Reino Unido e na Itália. Neste caso, o Comercializador pode realizar a medição por sua conta ou derivá-la ao Distribuidor. Na Austrália, a medição do fornecimento para o mercado liberado está a cargo de agentes especializados denominados *Meter Data Agents* (autorizados pelo Regulador), salvo acordo contrário com a Distribuidora. Os *meter data agents* realizarão a medição, nos ciclos notificados pelo Distribuidor, e lhe informarão os casos de problemas técnicos ou irregularidades na leitura

1.4 Regulamentação sobre a integração vertical.

A regulamentação sobre o grau de integração vertical entre atividades e sobre a propriedade acionária das empresas que agem no mercado de gás foi se aprofundando ao passar do tempo, à medida que se evidenciaram as dificuldades na criação de um mercado competitivo nos segmentos da Indústria que foram desregulamentados. Em termos gerais, em uma primeira etapa a regulamentação se centralizou na separação contábil entre as atividades competitivas e reguladas desenvolvidas por empresas verticalmente integradas. Numa segunda etapa, avançou-se com a separação legal, ou seja, um mesmo grupo econômico podia desenvolver atividades competitivas e atividades reguladas, mas para isso devia constituir entidades jurídicas distintas. Em alguns países como o Reino Unido, a Argentina e a Espanha, as restrições avançaram a nível de propriedade e a nível de participação de mercado

A seguir apresenta-se uma tipificação dos casos:

⁴ A atividade de medição envolve um conjunto de sub-atividades, a verificação/ o controle de qualidade da medição, a medição para o processo de faturamento, a manutenção, entre outras



Separação contábil entre as atividades que realiza uma empresa regulamentada

- o Austrália – NGS
- o Austrália - Vitória
- o Itália

Separação Proprietária (restrições sobre o controle acionário)

- o Reino Unido:
 - Produção - Transporte e Distribuição (Nacional Grid por meio de Transco⁵) – Comercialização (Cêntrica plc por meio de BG Trading) além de comercializadores (*suppliers*) independentes.
 - A separação proprietária entre as Atividades Regulamentadas e as não Regulamentadas não foi mandatória, senão por decisão estratégica do *management* do Grupo *British Gas*.
- o Espanha:
 - Em relação ao Transporte. Nenhuma pessoa física ou jurídica pode possuir mais de uma determinada porcentagem minoritária do capital acionário da Transportadora e do Gestor Técnico do Sistema, ENAGAS.
- o Argentina: Está proibida a integração vertical ao longo da Cadeia de Gás por meio do controle societário direto ou indireto:
 - Um produtor, distribuidor, comercializador ou usuário final que adquire o gás diretamente do Mercado Atacadista não pode ter uma participação controladora (>50% do capital acionário) na companhia investidora controladora de uma Transportadora ou Distribuidora. No caso dos usuários finais, esta restrição se limita unicamente a ter uma participação controladora na Distribuidora localizada na sua mesma região geográfica
 - Um produtor não pode ter uma participação dominante sobre a Transportadora e por sua vez, a Transportadora sobre a Distribuidora
 - Entretanto, um grupo de produtores, distribuidores, comercializadores ou usuários finais que comprem o gás por sua conta, poderão, em conjunto, exercer o controle sobre uma sociedade investidora controladora de uma Transportadora ou Distribuidora, se, em conjunto, não transportarem mais do que 20% do gás injetado.
- o Austrália – Vitória:
 - A nível da Operação da Rede de Transporte. *Vencorp (common carrier)* é o operador da Rede de Transporte; independente do proprietário da Red (APA)

Outras regulamentações pró-competitivas (*Anti Trust*)

- o Reino Unido:
 - Em 1989 é imposta a denominada Regra 90:10, proibindo à *British Gas* –na época, verticalmente integrada no Transporte e na Distribuição e em

⁵ Em 2002, *Lattice Group plc* se uniu à *National Grid*, criando o *The National Grid Transco plc*. Em 2005, esta muda de nome duas vezes, primeiro passando a chamar-se *National Grid plice* e, posteriormente, *National Grid Gas plc*.



concorrência na atividade de comercialização com outros *suppliers* independentes, possuir mais de 90% dos contratos de gás de origem nacional continental.

o Itália:

- Nenhuma empresa pode suprir de gás à rede de transporte nacional com objetivo de venda no país por um volume maior do que 75% do consumo nacional anual. Este valor é reduzido em 2% ao ano até chegar a 61% (Objetivo: Redução do *market share* do Grupo ENI nas Atividades de Produção e Importação). Esta restrição rege pelo período de Janeiro de 2002 a Dezembro de 2010
- Nenhuma empresa pode vender mais do que 50% do consumo nacional anual de gás a usuários finais (2003-2006). Até Julho de 2007, tal restrição passa a ser de 20%. (Objetivo: Redução do *market share* do Grupo ENI na atividade de Transporte)

o Espanha:

- Liberação de 25% do volume de importação de GN da Argélia por meio do Gasoduto Magreb, anteriormente exclusivo da ENAGAS, agora à disposição dos Comercializadores
- Nenhum agente pode obter mais de 70% do fornecimento do Mercado

É importante assinalar que em alguns países continua sendo importante o nível de integração vertical efetivo na Cadeia de Gás mediante o controle societário, especialmente no nível de Distribuição-Comercialização: Espanha, Itália e Austrália.

1.5 Contratação para uso de capacidade. Acesso ao uso de redes.

Todos os países analisados possuem um procedimento de acesso aberto, regulado e não discriminatório às Redes (de Transporte e Distribuição), mecanismo e princípio chave para introduzir a concorrência nos Mercados de Gás que foram desregulamentados.

Os donos das Redes (Transporte ou Distribuição) são remunerados por meio de cânonos e/ou tarifa por uso da rede regulamentados pelo uso dos mesmos.

O regime de acesso regulado é estabelecido mediante:

- Códigos de Transporte e Distribuição. Na **Itália**, os Códigos de Transporte e Distribuição; e na **Austrália**, o *National Third Party Access Code for Natural Gas Pipelines System –NAC-*, determinam os princípios regulamentários para a avaliação do acesso. Por exemplo, todo gasoduto sujeito à normativa do *NAC (covered pipeline)* deve solicitar, mediante procedimento público um Acordo de Acesso com o Regulador estadual, no qual estão detalhados os termos e as condições de acesso.
- Modelos padronizados de contratos e tarifas (pedágios);
- Procedimentos regulados para manejar as solicitações de capacidade

Na Espanha, existem modelos padronizados de contratos de acesso, pedágios e procedimentos regulatórios para manejar as solicitações de capacidade, que se atendem por ordem cronológica (*“first come, first served”*)

No Reino Unido, cada carregador assina um contrato com a empresa responsável (Transco), cujas disposições e pontos de entrada-saída do Sistema (*entry-exit points*) são específicos e só aplicáveis a tal contrato. Os pedágios que recebe Transco pelo



uso do Sistema de Transporte correspondem ao Sistema Nacional de Transporte (NTS) e aos Sistemas de Distribuição Local (LDZs)

1.6 Mercados Atacadistas. Mercados Secundários.

A desregulamentação do Mercado de GN, e a normativa em matéria de acesso às Redes facilitaram a criação e o desenvolvimento de Mercados Secundários de Gás e Transporte. O objetivo dos mesmos é oferecer flexibilidade e dinamismo às transações em mercados integrados por grande quantidade de agentes, e manter a segurança do Sistema por meio do balanço contínuo de déficits-excessos de gás e transporte em curto prazo.

- Reino Unido: Desde o início da desregulamentação do Mercado, formaram-se distintos Mercados de Gás (e Transporte) a fim de facilitar as transações num mercado com grande quantidade de atuantes:
 - Mercado Diário (*On the Day Market*).
 - Mercado de Revenda com Capacidade de Transporte
- Itália: *Punto di Scambio Virtuale (PSV)*. Mercado virtual -operado pela Transportadora- que facilita as transações de revenda de gás e a capacidade de transporte.
- Austrália – Vitória: Mercados Atacadistas de distintos prazos e Mercado Spot de Gás, operado por Vencorp.
- Argentina: Mercado Spot (Mercado Eletrônico de Gás MEG). Organiza e regulamenta contratos de compra e venda à vista ou a prazo, de gás natural e de capacidade de transporte de gás natural.

Os mercados secundários aparecem com o desenvolvimento crescente das transações primárias, iniciado depois o processo de desregulamentação. Representam um estágio superior de sofisticação das transações.

1.7 Autorização, certificação e controle dos Comercializadores.

É uma discussão permanente na Indústria se é adequado que a atividade de comercialização seja uma atividade autorizada e sujeita a determinados tipos de controle e exigências várias – de informação, de capital, etc.- por parte da Autoridade Regulatória.

Se a atividade de fornecimento é livre supõe-se que o consumidor e o comercializador podem negociar livremente as suas condições, ajustando-se, é claro, no que a atividade regulada se refira na interface com esse segmento. Certamente, que os grandes usuários estão em condições de avaliar a qualidade do fornecedor e do serviço que este lhes oferece.

Nos países analisados os comercializadores são autorizados pela Autoridade Regulatória – além de estar cobertos por outras legislações comerciais – e lhes aplicam exigências de diversos tipos e, variando o tipo de autorização conforme cada ambiente regulatório:

Mediante Autorização:

- Espanha
- Itália
- Argentina
- Austrália (Vitória e NGS)

Mediante Licença:

- Reino Unido



Os Comercializadores autorizados estão sujeitos ao controle contínuo da Autoridade Regulatória. Devem demonstrar o cumprimento dos requisitos estabelecidos no momento de outorgada a Autorização/ Licença e das obrigações estipuladas nos Códigos que regulamentam a Atividade. Estes Códigos têm o objetivo de proteger os consumidores, promover a concorrência, determinar o mecanismo de resolução de conflitos entre as partes e garantir a segurança do Sistema, entre outros.

Com a finalidade de oferecer ao usuário a informação que lhe permita exercer a opção de escolha do seu fornecedor de GN, os Comercializadores devem publicar -geralmente por meio de suas páginas *web*- a informação relativa ao serviço oferecido, a modalidade de contratação e os preços.

1.8 Proteção ao consumidor

A experiência internacional mostra que os Reguladores estabelecem mecanismos de proteção aos consumidores, especialmente para os usuários de menores consumos e durante o período de Transição até que a competição no Mercado se torne verdadeiramente efetiva:

- ✓ **Informação - Educação do Usuário.** Para promover a concorrência no mercado é imprescindível que o usuário livre disponha de informação adequada para ter capacidade de negociação no momento de efetuar a escolha do fornecedor de GN. Deve ser garantido o acesso à informação sobre distintas alternativas de abastecimento, procedimentos de contratação, faturamento, medição, preços, etc.
- ✓ **Segurança de Fornecimento – Garantia de segurança e continuidade do abastecimento – Supplier of Last Resort.** A fim de garantir a contínua provisão do fornecimento de GN, os países implementaram distintas medidas:
 - **Na Itália, Reino Unido e NGS existe um Fornecedor de Última Instância** para cada uma das áreas de Distribuição, para abastecer, caso seja necessário, aos usuários de menores consumos
 - **Em Vitória, a Office of Gas Safety e na Espanha, o Gestor Técnico do Sistema** têm como função essencial garantir a continuidade e a segurança do fornecimento e o correto funcionamento do Sistema.
- ✓ **Códigos de Conduta** para a atividade de Comercialização, que protegem o consumidor de alterações contratuais ou cláusulas unilaterais
- ✓ **Tarifas de Referência durante o Período de Transição.** Com o objetivo de proteger os usuários pequenos, especialmente durante o período de Transição a um mercado efetivamente competitivo, o Regulador pode introduzir preços de Referência para o Mercado Livre. Na Austrália, o Regulador utiliza os denominados *Voluntary Pricing Principles (VPP)* para os usuários pequenos de cada *retailer* local (da Distribuidora responsável), estabelecendo uma lista de preços máximos durante o ciclo regulamentário. Na Itália, também com o objetivo de proteger os usuários de menores consumos, o Regulador determina Preços de Referência.

1.9 Preços e Tarifas

As tarifas finais de gás do mercado liberado possuem componentes regulados -pedágios de Transporte e Distribuição- e componentes desregulados, preço do gás, custos e margem de comercialização-.

Apresentam-se as seguintes situações. Quando o consumidor contrata o gás por sua conta (ex.: Espanha) negocia livremente o preço do gás com produtores/ importadores e abona os



pedágios de Transporte e Distribuição. Quando o consumidor contrata com um Comercializador, pode ser que negocie o preço do gás e abone os gastos e a margem de Comercialização determinados pelo Comercializador, mais os pedágios regulados; ou que negocie diretamente o preço do fornecedor do serviço de gás (global, como um serviço completo), com tudo incluído - componentes regulados e não regulados -.

Nos casos relevados, as tarifas de Transporte e Distribuição são estabelecidas pela Autoridade Regulatória competente mediante *price caps* (tarifas ou receitas máximas) com ciclos regulatórios de 4-5 anos.

Quase todos os países estudados -com exceção da Espanha e a rede regional de Transporte italiana- possuem tarifas máximas de Transporte que refletem a distância via alguma metodologia baseada nos custos eficientes de prestação de serviço.

No Reino Unido, Transco -a empresa de Transporte e Distribuição - recebe pedágios regulados pelo Sistema: Sistema Nacional (NTS) e pelos Sistemas de Distribuição Local (LDZs).

Os pedágios do NTS compreendem uma carga de capacidade (*capacity charge* - 65%) e uma carga variável (*commodity charge* - 35%).

A carga de capacidade inclui um pedágio de entrada, determinado mediante subasta pública diária ou mensal e um pedágio de saída regulado.

A carga variável é uma tarifa por unidade de gás transportado e é independente das zonas de entrada-saída.

Os pedágios de acesso às LDZs são regulados mediante *price cap* de receitas máximas por unidade de gás transportado, calculados pelo método de recuperação dos custos da prestação do serviço. O pedágio é 50% da carga fixa de capacidade e 50% da carga variável.

Na NGS, o Regulador tem a faculdade de determinar os *preços finais* de gás e outros encargos para os pequenos consumidores. Utiliza os denominados Preços Voluntários (*Voluntary Pricing Principles*) para cada *retailer* local, estabelecendo uma lista de preços máximos para o ciclo regulatório.

Em Vitória, as tarifas de Transporte estão compostas por três cargas, o *Anytime Delivery Charge* e as outras duas cargas construídos com base no período pico (*The Peak Injection Charge* e *The Peak Delivery Charge*).

Existem dois tipos de tarifas de Distribuição: uma volumétrica, estruturada com carga fixa e carga variável e outra calculada em função do consumo máximo medido em uma hora particular em um ano calendário.

Na Itália, as tarifas de Transporte da rede nacional são calculadas com base no modelo *entry-exit* e estão estruturadas com cargas: fixa, de capacidade e variável.

As tarifas de transporte da rede regional são do tipo "*stamp rates*".

As tarifas de Distribuição são do tipo "*stamp rates*" remuneram o custo do serviço e são ajustadas anualmente. Estão estruturadas com carga fixa e variável.

Na Espanha, os pedágios de Transporte e Distribuição são uniformes (*stamp*) para todo o país, em função do volume, a pressão e a forma de consumo.



ANEXO IV – ANÁLISE DA REGULAMENTAÇÃO VIGENTE NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE GÁS CANALIZADO EM SÃO PAULO

Neste Anexo descreve-se e analisa a regulação do Estado de São Paulo sobre a Prestação do Serviço de Gás Canalizado, com a finalidade de identificar aqueles aspectos que merecem regulamentação específica e/ou adequação para a implementação do processo de Abertura.

1. Alcance e restrições do Serviço de Distribuição / Comercialização

Alcance da atividade da Distribuidora.

A regulação vigente confere às Concessionárias a faculdade de executar diversas atividades: i) obrigatórias, por estarem vinculadas à prestação de um serviço público estadual (prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado como atividade principal); e ii) Opcionais, que são outras atividades empresariais na medida em que não interfiram com a atividade principal das distribuidoras.

A seguir identificam-se as atividades que são permitidas às Concessionárias:

- (i) Distribuição de gás, isto é, movimentos do gás canalizado desde pontos de recepção do sistema de distribuição⁹ até os pontos de entrega¹⁰ dos Usuários¹¹, ou de outros agentes de distribuição habilitados pela ARSESP;
- (ii) Construção, Operação e Manutenção do sistema de distribuição¹²;
- (iii) Comercialização do gás, isto é, o transporte e o acesso ao sistema de distribuição, aos Usuários da área de concessão conforme os prazos de exclusividade estabelecidos;
- (iv) Expansão e ampliação dos sistemas de distribuição¹³;
- (v) Realização de outras atividades com prévia autorização da ARSESP, como ser armazenagem e importação, entre outras.

Prioridade Regional na prestação. Nos Contratos de Concessão são estabelecidos os limites da Área de Concessão (agrupação de municípios do Estado de São Paulo) dentro da qual a Concessionária tem o direito de exercer as atividades de operar, construir, ampliar e estender o serviço¹⁴. Esta prioridade limita que terceiros possam efetuar o by pass físico ao sistema da distribuidora.

⁶ Decreto nro 43.889 (10/3/1999): Aprovação do Regulamento de Concessão e Licença da Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado; Decretos que dispõem o outorgamento das concessões no Estado de São Paulo (nro 43.888: Comgas; nro 44.201: Gas Brasileiro; nro 44.674: São Paulo Sul).

⁷ Portarias Tarifárias (Revisão Tarifária nº286/2004; Últimos Quadros Tarifários nº412/2006); Portaria CSPE 160 (20/12/2001): Disposições sobre as Condições Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado no Estado de São Paulo

⁸ CLAUSULA PRIMEIRA, Sub-clausula Segunda

⁹ Ponto onde ocorre a transferência de propriedade do gás para a Concessionária, ou quando é aplicável a outro agente habilitado pela CSPE (CLAUSULA SEGUNDA, Segunda Sub-clausula)

¹⁰ A instalação interna do Usuário começa a partir da válvula de bloqueio, junto ao medidor, e é de responsabilidade exclusiva do Usuário, quem deverá construí-la e mantê-la conforme as regras e normas pertinentes (Decreto 43.888) Art. 33

¹¹ Decreto 43.889, Art. 2, inciso XVIII: Usuário é a pessoa física ou jurídica que utiliza os serviços de distribuição de gás, previstos exclusivamente pela Concessionária, conforme a regulação da CSPE

¹² Decreto 43.889, Art. 22: A concessionária terá a exclusividade ao longo de todo o período e dentro da sua área de concessão, do sistema de distribuição, a operação deste e, além disso, a recepção e entrega do gás canalizado. O prazo da concessão é 30 anos com opção de prorrogação de 20 anos mais, a critério exclusivo do Poder Concedente.

¹³ CLAUSULA SEXTA

¹⁴ CLAUSULA QUINTA, quinta sub-clausula: A concessionária terá a exclusividade no período da concessão e na área da sua concessão, do sistema de distribuição, como também na operação deste, além da recepção e entrega do gás canalizado.



Prazo de Exclusividade na Comercialização.

As Concessionárias têm exclusividade para comercializar gás aos usuários Residenciais e Comerciais na área de sua concessão durante o período da Concessão. Tal exclusividade tem um limite temporário menor ao prazo da Concessão, para os restantes usuários, diferenciado por Concessão. Por tanto, os usuários Não R e Não C podem adquirir os serviços da Concessionária ou de outros provedores: os comercializadores. A regulamentação para adquirir -por parte dos usuários livres- os serviços de comercialização, será determinada pela ARSESP. Como requisito, os usuários que escolhessem ter outra opção de fornecimento (usuários livres a partir da data de encerramento do período de exclusividade) devem notificá-lo com dois anos de antecedência, como mínimo.

2. Regras para a atividade de comercialização

Alcance da Atividade. A comercialização envolve a pessoa²⁰ que compra gás de terceiros, e revende a Usuários finais livres no Estado de São Paulo²¹; e compreende a aquisição de gás, transporte e sua venda a usuários finais²².

Agentes e Autorização. A atividade de comercialização requer autorização prévia da ARSESP²³. A regulação indica os atores que podem realizar esta atividade de comercialização²⁴: i) Pode ser realizada pela Concessionária atendendo a Usuários ou a outra Concessionária, em cada área de concessão; ii) Pode ser realizada por Comercializadores atendendo a Usuários Livres localizados no Estado de São Paulo, depois do período de exclusividade.

3. Limitações e restrições dos Concessionários

Integração Vertical.

A regulamentação não estabelece restrições cruzadas às propriedades acionárias. As exigências são maiores respeito à separação contábil de atividades ou em quanto à participação de diferentes agentes por atividade: i) Há exigências para que a concessionária separe contabilmente as atividades de produção, importação, armazenagem, distribuição e comercialização, devendo identificar receitas e custos; ii) As distribuidoras não podem fornecer a empresas vinculadas (controladas, controladora e coligada) um volume superior aos 30% de suas aquisições de gás. Assim mesmo, o concessionário deve informar, para

¹⁵ CLAUSULA QUINTA, Sub-clausula Sexta

¹⁶ CLAUSULA SEGUNDA, Sub-clausula Sétima

¹⁷ Os incisos 2 e 3 do artigo 23 do Decreto 43.889, estabelecem as condições de contratação e sujeição às normas durante e post finalização do período de exclusividade para os usuários que consomem gás próprio nos processos de refino, e para a comercialização de energia elétrica, vapor ou outros produtos.

¹⁸ CLAUSULA QUINTA, Sub-clausula Oitava.

¹⁹ Posteriormente na Portaria 160/2001 – Art. 11, inc. 3- complementa-se a redação estabelecida no Contrato de Concessão afirmando (o destacado em preto é uma adição ao texto original): “...os usuários que desejassem tornar-se livres, nos termos da regulação a ser estabelecida pela CSPE, devem se manifestar junto à concessionária, com uma antecedência mínima de 2 anos, sendo que a liberação ocorrerá somente a partir da data de encerramento do período de exclusividade, cumprindo os prazos estabelecidos nos Contratos de Fornecimento.

²⁰ jurídica, individual ou coletiva

²¹ Decreto 43.889, Art 2, inciso II

²² Decreto 43.888, Art 1, inciso IV

²³ Decreto 43.888, Art. 1, inciso IV

²⁴ Portaria CSPE nro 160, Art 2, Inciso IV

²⁵ CLAUSULA DECIMA OITAVA –Integração Vertical: As participações dos diversos agentes, vínculos e periodicidade, serão regulamentados pela CSPE.



aprovação da ARSESP, toda mudança no controle e a composição majoritária da propriedade acionária da Sociedade Titular da Concessão. Por outra parte, a regulação não estabelece restrições à propriedade para exercer as atividades de produção, importação, transporte e armazenagem de gás.

4. Regras dos Serviços de Fornecimento de Distribuição

4.1 Acesso Regulado contratual

Estabelece-se o livre acesso não discriminatório de terceiros ao sistema de distribuição, por meio do pagamento de uma tarifa por seu uso, segundo a regulação a ser emitida pela ARSESP²⁷. Para a aplicação do livre acesso, é explicitado que deve ser observada a capacidade operacional do sistema²⁸. Ainda assim, a regulação deve promover procedimentos transparentes para a distribuição e uso da capacidade operativa²⁹, em concordância com o princípio de não discriminação³⁰. No caso de que a Concessionária negue a um Usuário o acesso ao serviço, tendo capacidade disponível ou no caso que ofereça um serviço em condições discriminatórias, a parte afetada pode pedir a mediação da ARSESP³¹.

4.2 Modalidades do Serviço de Distribuição

A legislação prevê a existência de dois tipos de Contratos que vinculam a Concessionária com seus Usuários³². Para o caso de usuários com consumos mínimos de 50.000 m³ por mês, é requerida a celebração de um “contrato de fornecimento” entre a Concessionária e o Usuário. Quando o volume é inferior a 50.000 m³ por mês, é requerido um instrumento contratual mais simples de vinculação entre as partes, implementado por meio de um “contrato de adesão”. Os contratos de venda/ fornecimento de serviços celebrados entre a concessionária e os usuários finais, além das condições gerais, devem incluir outros aspectos^{33, 34}.

Com a abertura é necessário adotar regras mínimas e/ou padrões para os contratos entre Concessionárias e Usuários Livres do serviço de distribuição, e entre comercializadores e usuários.

²⁶ CLAUSULA OITAVA, QUINTA SUB-CLAUSULA: obriga-se à concessionária a submeter a prévia aprovação da CSPE qualquer alteração do Estatuto Social que implique transferências de ações ou mudanças de controle acionário da sociedade, restringida ao pacote de controle acionário, equivalente a um mínimo de 51% das ações com direito a voto da concessionária.

²⁷ Decreto 43.889, Art 2, inciso X: Livre Acesso.

²⁸ Decreto 43.889, Art 19, Inciso XI.

²⁹ Decreto 43.888, Art. 38 e CLÁUSULA SEGUNDA, DÉCIMA SÉTIMA E OITAVA SUB-CLÁUSULA.

³⁰ Não se considera tratamento discriminatório a definição de classes de serviço com base nos seguintes conceitos:

- Diferentes modalidades e classes do serviço
- Localização dos Usuários
- Diferentes condições de prestação do Serviço

³¹ SUB-CLAUSULA UNICA DA CLÁUSULA DECIMA –Diretos e Obrigações dos Usuários.

³² Portaria nº160/2001, Art. 2, incisos VIII e X e Art. 5, incisos I b) e c)

³³ CLAUSULA SEGUNDA, Sub-clausula Quinta e Portaria CSPE 160, Art. 21

³⁴ Conforme a regulação vigente, os Contratos de venda/ fornecimento de serviços celebrados entre a concessionária e os usuários finais, além das condições gerais, devem incluir outros aspectos:

- Identificação e Localização da unidade de consumo;
- Pressão no ponto de entrega;
- Capacidade requerida e volumes;
- Critérios de medição e faturamento, tarifas máximas e descontos aplicados;
- Especificação sobre o período de exclusividade;
- Condições especiais;
- Cláusula que condiciona a aplicabilidade jurídica do contrato à homologação pela CSPE, quando se trata de fornecimentos de 500.000 m³-mês;
- Ano de início e prazo contratual;



ANEXO V- CRITÉRIOS DE SEPARAÇÃO DE CUSTOS ENTRE OS SEGMENTOS REGULADOS (R E C) E NÃO REGULADOS (NÃO R E NÃO C)

O processo de segregação dos serviços e a abertura à concorrência introduzem tarefas adicionais às metodologias de alocação de custos e de determinação dos encargos tarifários tradicionais. Estas tarefas adicionais estão relacionadas com a necessidade de identificar e alocar os custos das atividades desreguladas.

Assim, a empresa é obrigada a ter certos padrões de organização e classificação das informações dos custos que não estão necessariamente presentes na contabilidade das empresas que prestam serviços de forma agregada. Em especial, a classificação da informação deste Anexo complementa a prevista no "Plano de Contas do Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado", publicado na CSPE Portaria n^o 323 de 1^o de Setembro de 2004.

Com a finalidade de implementar a metodologia de cálculo das tarifas por uso de distribuição e os encargos por comercialização, se apresenta uma classificação da informação dos custos que permite homogeneizar seu tratamento e posterior alocação entre as atividades e categorias de demanda.

A desagregação da informação visa:

- identificar os custos associados com as atividades a serem desreguladas e;
- agrupar os custos de modo que possam ser repartidos entre diferentes classes de clientes e / ou bandas de consumo.

As informações a serem requeridas sobre custos podem se classificar em duas categorias: i) custos de operação (correspondentes ao fluxo de despesas da gestão, comercialização e manutenção) e ii) ativos que fazem parte da Base de Remuneração Regulatória.

1. Requisitos e critérios para a separação dos custos operacionais (OPEX)

1.1 Operação e Manutenção³⁵

- Despacho:** Operação dos centros de despacho de gás e dos sistemas de transmissão de dados remotos (SCADA).
- Odorização e Qualidade do Gás:** Operação dos sistemas de odorização e realização dos trabalhos e controles estabelecidos nas normas de qualidade do gás

³⁵ O objetivo central do processo de desagregação de serviços é separar os encargos de comercialização dos de distribuição e neste sentido, não resultaria indispensável um detalhamento detalhado da informação de custos de operação e manutenção, senão só assegurar a exclusão dos custos das atividades de medição e comercialização. Entretanto, na medida em que se opte por uma metodologia de cálculo das tarifas por uso do serviço de distribuição baseado nos custos, a abertura aqui proposta facilita a distribuição dos custos entre categorias de demanda/clientes de acordo com indicadores ou drivers aplicáveis aos diferentes ramos e permite um tratamento homogêneo entre concessionários.



- iii) **Controle e Inspeção de Instalações de Clientes:** Aprovação, capacitação e controle de instalações domésticas e industriais. Controle das tarefas desempenhadas por outros sujeitos (por exemplo, GNV).
- iv) **Vigilância Contínua e Prevenção de Danos:** Visitas de inspeção e vigilância contínua das instalações, de acordo aos termos da normativa. Operação do Setor de prevenção de danos e desempenho das tarefas de atendimento e tratamento de pedidos de informação e notificação das obras e controle das obras que vem sendo realizadas nas proximidades das instalações de gás.
- v) **Atendimento de Reclamações Técnicas e Emergências:** Funcionamento do centro de atendimento de emergência e tratamento de reclamações e queixas técnicas recebidas.
- vi) **Manutenção da Rede:** Desempenho de manutenção preventiva e corretiva, de conformidade com as normas estabelecidas para cada tipo de ativo (Ramais, redes de distribuição, serviços domésticos, válvulas de bloqueio da linha, etc.). Para os dutos de aço, inclui a realização dos trabalhos e controle de corrosão, a manutenção do sistema de proteção catódica (incluindo o consumo de energia elétrica de equipamento de proteção catódica), e os trabalhos envolvidos na inspeção (passageiros de scraper instrumentado) quando apropriado.
 - Discriminados pela alta, média e baixa pressão
- vii) **Manutenção de Instalações de Superfície e Complementares:** Desempenho de manutenção preventiva e corretiva das Estações de Medição, Sistemas de Odorização, Regulação, etc.
- viii) **Outras tarefas de operação e manutenção:**
 - a. Planejamento e Engenharia: Elaboração e atualização dos manuais de Engenharia, Construção e Operação e Manutenção, Plano de Emergência, Programa de Prevenção de Danos e outras normas técnicas e de segurança. Planejamento para a operação e manutenção do sistema de distribuição.
 - b. Higiene, Segurança e Proteção Ambiental: tarefas relacionadas com a segurança e higiene industrial e da proteção do meio ambiente.
 - c. Capacitação e formação de funcionários: Formação permanente dos funcionários envolvido com as tarefas de operação e manutenção de sistemas de distribuição.
- ix) **Outros:** outros conceitos relacionados com o funcionamento e a manutenção dos sistemas de distribuição e não incluídos nas seções anteriores.

1.2 Medição

- a) **A manutenção de contadores** Desempenho de manutenção preventiva e corretiva do parque de contadores. Contraste e regulação dos contadores de consumo dos usuários
 - discriminados por tipo de usuário
 - i. Medidores de usuários residenciais e comerciais
 - ii. Medidores de outros usuários



- b) **Leitura de contadores:** Colheita de informação a partir dos contadores para determinar o consumo cobrado aos clientes. Incluindo a inspeção e controle da qualidade de leituras.
- c) **Outros custos de medição:** outros conceitos relacionados com a medição do consumo de gás não incluídos nas seções anteriores.

1.3 Comercialização

- a) **Faturamento:** Processamento da leitura de medidores, cálculo, controle e emissões de faturas de consumo de gás para enviar aos clientes.
- b) **Distribuição de Faturas:** Envio aos clientes das faturas por consumo de gás.
- c) **Cobrança:** Realização da cobrança do faturamento por consumo de gás (incluído gastos por gestão de cobranças).
- d) **Atendimento e Serviço aos Clientes:** Assessoria e serviços prestados aos seus clientes em escritórios comerciais em relação às reclamações de natureza comercial, serviço de atendimento de reclamações dos utilizadores em escritórios comerciais e / ou Call Center (utilizando o Call Center para as reclamações do tipo técnico deve ser incluído no item e – Atendimento de Reclamações Técnicas e Emergências).
 - Discriminados por tipos de usuário
 - i. Usuários Residenciais e Comerciais
 - ii. Demais Usuários
- e) **Gestão Aquisição de Gás e Transporte:** atividade de contratação e compra de gás a nível atacadista e o transporte até o citygate. Incluindo as despesas legais associadas com a assinatura de contratos.
- f) **Publicidade e propaganda:** Atividade de promoção, incluindo publicações relacionadas com a atividade exigidas pela normativa (Publicação de tarifas, Projetos de Expansão de Redes, etc.) ou com aspectos relacionados com a segurança na utilização do gás.
- g) **Outras despesas comerciais** outros conceitos relacionados com a comercialização de gás não incluídos nas seções anteriores.

1.4 Administração

- a) **Administração:** Realizar as tarefas relacionadas com a administração e o controle dos bens da empresa, a contabilidade e a emissão de demonstrações financeiras, gestão financeira, controle e pagamento de contas a pagar, administração de recursos humanos, liquidação e pagamento de salários e encargos sociais, liquidação e pagamento de impostos, controle de gestão, desenvolvimento e controle orçamental, a auditoria interna, etc.

Exige uma desagregação da estrutura central, por tipo de gestão (especialmente separação de Gestão Comercial, para facilitar a separação das atividades da empresa ou backoffice a ser atribuída ao segmento desregulado).

- b) **Outras despesas administrativas:** outros conceitos relacionados com a administração do gás não incluídos nas seções anteriores



2. Requisitos de informação e critérios de separação de Ativos (CAPEX)

A seguir se apresentam os segmentos nos quais a empresa deve apresentar informação dos ativos, indicando o detalhamento dos conceitos mais relevantes. A classificação proposta tomou como base os segmentos previstos no “Plano de Contas do Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado” (item 7.20.12 - Instruções Contábeis), indicando, onde fosse necessária, uma desagregação adicional.

- a) Terrenos
- b) Edificações e obras civis
- c) Estação de Transferência e Custódia (ETC)
- d) Estações de Controle de Pressão (ECP): discriminando por nível de pressão
- e) Medidores: discriminando os medidores correspondentes a
 - Usuários Residenciais e Comerciais
 - Resto dos usuários
- f) Conjunto de Regulação e Medição (CRM)
- g) Estação de Odorização de Gás
- h) Redes: discriminando por nível de pressão
 - Redes de alta pressão
 - Redes de média pressão
 - Redes de baixa pressão
- i) Ramais
- j) Sistema de Proteção Catódica da Tubulação
- k) Sistema de Supervisão e Controle
- l) Sistemas de Comunicações
- m) Direitos, Marcas e impostos, Licenças
- n) Móveis e Utilitários
- o) Equipamento em Geral
- p) Sistema de Proteção e Combate de Incêndios
- q) Veículos e Equipamentos de Transporte: discriminando segundo a função:



- Veículos Técnicos e equipamentos de transporte para manutenção e operação
 - Veículos e equipamentos de transporte para a gestão comercial
 - Veículos e equipamentos de transporte para funções de administração
- r) Equipamentos de Escritórios:
- Escritórios comerciais
 - Escritórios administrativos
- s) Equipamentos de Laboratório
- t) Equipamentos de Informática e Software: discriminando de acordo com a função
- Sistema de faturamento, e equipamentos informáticos da área comercial
 - Software e equipamentos informáticos para tarefas administrativas
 - Software e equipamentos informáticos para funções técnicas
- u) Capital de Trabalho
- v) Outros: outros ativos não incluídos nas seções anteriores

ANEXO VI- AVALIAÇÃO DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS DURANTE O SEGUNDO CICLO E OS PLANOS DE NEGÓCIO DAS CONCESSIONÁRIAS

As revisões tarifárias requerem que o cálculo das tarifas seja baseado em projeções de demanda e custos, das quais os investimentos de capital (CAPEX) constituem uma porção significativa e costumam ser a variável sobre a qual existe maior grau de assimetria informativa entre o regulador e a firma. Neste marco, as empresas reguladas, enfrentam incentivos que podem não resultar compatíveis com uma gestão eficiente desde o ponto de vista da alocação de recursos e do bem-estar dos usuários.

Por um lado, nos mecanismos de regulação por incentivos como o price cap, o mesmo estímulo que a regulação oferece para que os concessionários incrementem sua eficiência e aumentem seu benefício a respeito do programado, poderia motivar que a redução de custos se realize investindo menos que o programado e reduzindo as prestações, a qualidade e segurança do serviço. Este efeito poderia estender-se também ao momento da revisão tarifária, durante a qual o concessionário estará impulsionado a oferecer projeções de CAPEX elevadas, de modo a obter um maior nível de tarifas, e obtendo uma margem maior para obter benefícios por sub-executar o plano de investimentos.



Este incentivo encontra-se presente ainda quando a metodologia regulatória permita ajustar à baixa a Base de Capital (Base de Remuneração Regulatória) do seguinte quinquênio para refletir a sub-execução do plano de investimentos, já que o concessionário poderia obter um retorno mais alto que o previsto sobre os investimentos efetivamente realizados durante o lapso que transcorre até a seguinte revisão tarifária. Sendo assim, que o monitoramento de CAPEX que relacione o cumprimento de determinadas metas estabelecidas ao fixar as tarifas, encontra-se justificado.³⁶

A continuação é proposto um procedimento que se implementará para a análise do CAPEX do segundo ciclo e sua implicância nas tarifas do terceiro ciclo.

1. Metodologia proposta

O enfoque adotado está orientado a fornecer fundamentos regulatórios e diretrizes simples a serem aplicados na metodologia e por tanto nesta revisão tarifária.

O enfoque ajusta o valor teto tarifário do Terceiro Ciclo: i) Por Investimentos físicos menores aos programados no Segundo Ciclo e, ii) Por não cumprimento do princípio de prudência por parte do concessionário.

Para melhor ilustrar o enfoque, se propõe uma classificação de casos possíveis, que podem surgir da revisão dos investimentos realizados de cada empresa e sua comparação com as metas e projeções previamente realizadas. Esta classificação resume-se na Tabela VI.1

Tabela VI.1 - Classificação de casos para a análise de CAPEX 2º Ciclo, sua compensação tarifária e tratamento na BRR

Metas Físicas de investimento	Prudência, necessidade, utilidade e análise de custos unitários	Total Efetivamente Distribuído		
		< Programado RT	= Programado RT	> Programado RT
Não cumpriu		Ajuste de tarifas do ciclo seguinte por menor investimento físico (consideraram-se custos unitários da RT anterior). ³⁷		
Cumpriu	Investimento prudente, necessário e útil e custos razoáveis	Retém benefício ou retém até a RT	Permanece na BRR desde a RT anterior	O excesso de investimento está fora de BRR até a RT Logo é incluído na BRR
	Investimento imprudente ou desnecessário ou inútil ou custos não razoáveis	Logo é retirado da BRR	Permanece na BRR até a RT Logo é retirado da BRR	Não se inclui nunca na BRR

³⁶ No México, com um regime regulatório semelhante ao de São Paulo, foi estabelecido um “fator de eficiência do investimento” que vincula explicitamente o monitoramento dos investimentos executados com as tarifas autorizadas.

³⁷ Se o efeito do menor investimento for um acréscimo de tarifas, por exemplo, devido ao fato de a demanda ter sido menor que a prevista, não existe efeito nas tarifas do seguinte ciclo.



Numa análise inicial, corresponde ao cumprimento das metas físicas previstas no plano de negócios projetado na revisão tarifária. No caso de não cumprimento, além dos procedimentos punitivos correspondentes, proceder-se-á à consideração de um ajuste tarifário, para evitar que, segundo os incentivos previamente referidos, a empresa regulada obtenha benefícios por condutas estratégicas de sobrevalorização dos investimentos a custa do serviço. O mecanismo de ajuste das tarifas está exposto no item 2) e no apêndice deste Anexo.

Por outro lado, ainda que se tenha cumprido as metas físicas previstas, os investimentos podem resultar diferentes daqueles projetados. Neste sentido, sugerem-se alguns critérios para o tratamento dos investimentos desde o ponto de vista de sua inclusão na Base de Remuneração Regulatória (BRR) e sua compensação com tarifas.

Antes de determinar seu tratamento, se realiza uma análise que permita definir se os investimentos foram realizados seguindo os critérios de prudência; se tais investimentos eram necessários para a prestação do serviço regulado; se resultam bens úteis, em uso e se seus custos são razoáveis.

Na medida em que os investimentos cumpram satisfatoriamente tais critérios, deveriam ser incluídos na BRR. As diferenças na sua compensação tarifária dependem da gestão da empresa e da projeção realizada na revisão tarifária anterior.

- ◆ Se o investimento foi menor que o programado, então a empresa obtém uma taxa de retorno maior do que a prevista durante o período compreendido entre o momento da realização do investimento e a seguinte revisão tarifária. Este benefício age como um incentivo a uma gestão eficiente dos investimentos da empresa.
- ◆ No caso em que o investimento for igual ao programado, a empresa obtém o retorno previsto desde o início.
- ◆ Entretanto, quando o investimento for maior que o programado, a empresa obtém um retorno menor ao previsto durante o período compreendido entre a realização do investimento e a seguinte revisão tarifária.
- ◆ Quando os investimentos não cumprem os critérios de prudência, utilidade, necessidade ou seus custos não são razoáveis, não cabe a inclusão na BRR.

2. Monitoramento dos Investimentos Programados. Procedimento para o Tratamento Tarifário dos Investimentos do ciclo anterior

Neste caso, inicialmente se separa os valores físicos dos valores monetários nos investimentos programados.

O ideal seria contar com uma relação funcional que permitisse vincular os requisitos físicos de investimento (extensão e diâmetro de duto a instalar ou substituir, capacidade/pressão de operação das estações de regulação de pressão, potência de compressão, etc.) com o nível de output, deste modo poderia desagregar o efeito de mudanças nos valores do investimento.

³⁸ Os indicadores aqui denominados "requisitos físicos de investimento" podem ser alternativamente identificados como "determinantes" ou "drivers" do custo de investimento.



Se denominarmos Q ao nível de output, RFI aos requisitos físicos de investimento (que representam os inputs), CAPEX ao investimento em termos monetários e CUI ao custo unitário de investimento (por unidade física) podemos determinar o CAPEX a partir da seguinte equação:

$$\text{CAPEX} = \text{RFI} (Q) \times \text{CUI} \quad [0]$$

Onde RFI (Q) indica que os requisitos físicos de investimento são uma função do nível do output.³⁹

A vantagem da relação anterior é que controla o output (medido de diferentes formas, por exemplo, pode representar a capacidade disponível) e a estrutura de incentivos. Na medida em que se cumprem as metas do output, não são realizados ajustes tarifários, ainda quando o montante de investimento tenha resultado inferior ao previsto. Isto possibilita que os incentivos obtenham os resultados requeridos.

No caso sob análise, os investimentos do segundo ciclo podem ser desagregados segundo o indicado na equação [0]. Para isso, os RFI a considerar são as metas físicas previstas no plano de negócios projetado na revisão tarifária. Isso permite individualizar o efeito de não cumprimentos nas metas físicas, mantendo os custos unitários projetados na revisão tarifária anterior.

Posteriormente, podem ser incorporados outros RFI, na medida em que sejam explicitados no início do ciclo, ao momento de fixar tarifas, e logo depois considerados na avaliação dos CAPEX ao final do período na seguinte revisão.

Uma alternativa que consiste no monitoramento do CAPEX agregado, é relacionar o custo de investimento total com um indicador físico (por exemplo, dimensão total do sistema de distribuição). Esta alternativa tem a vantagem da simplicidade, mas pode dar lugar a distorções já que não distingue o tratamento de novos investimentos em expansão daqueles destinados à reposição, manutenção e continuidade das prestações (as quais incluem todos os gastos de capital destinados a cumprir com os padrões de segurança, qualidade e confiabilidade do serviço, mas que não incrementam a capacidade do sistema de distribuição).

Se o monitoramento do CAPEX se traduz em ajustes tarifários a partir das diferenças entre os incrementos programados e executados ao longo da rede, pode acontecer que se esteja sub-executando o programa de investimentos em infra-estrutura de manutenção e continuidade e isso, não seria detectado pelo indicador utilizado. Devido a isso que, dada a importância dos investimentos em infra-estrutura de manutenção e continuidade, é recomendável diferenciar o mecanismo de monitoramento entre os investimentos em expansão da capacidade e os investimentos em manutenção e continuidade.

³⁹ Note que a relação entre o output e os requisitos físicos de investimento não é necessariamente contínua.



2.1 Procedimento do Cálculo de Impacto por Investimento Executados Físicos menores aos Programados

a) Caso: Investimentos para expansão do serviço

Para ilustrar uma metodologia proposta se utilizará como base a metodologia de fluxo de caixa descontado. No Apêndice deste Anexo se mostra em detalhe o algoritmo de cálculo do modelo tarifário de monitoramento dos investimentos na expansão do serviço.

Em modo sintético, o enfoque metodológico proposto segue o procedimento:

1. Desagregar as tarifas programadas de distribuição do 2º Ciclo em: tarifa base (sem expansões) e encargos tarifários por expansão (encargos por expandir cada projeto).
2. Monitorar: Se um projeto é sub-executado (exemplo o projeto z), então se modifica a fórmula do CAPEX= InvExecutada_z * CUI_z, e também se modifica a demanda incremental associada a este projeto (q_z).
3. Calcular novamente as tarifas com esta nova informação de monitoramento e com os CUI programados.
4. Calcular a diferença tarifária com investimentos programados e investimentos executados.
5. Calcular o total arrecadado em excesso, que é igual ao diferencial tarifário multiplicado pelos volumes executados (por menor execução do projeto z)
6. Atualizar o total arrecadado em excesso ao início do Terceiro Ciclo e descontar este valor do requerimento de receitas para o Terceiro Ciclo.

b) Caso: Investimentos em Continuidade e Manutenção

Para o caso dos investimentos em manutenção e continuidade, resulta mais complexo encontrar uma relação entre o output e os requisitos físicos de investimento, além de uma maior dificuldade em identificar as causas do resultado em termos de output, já que um desempenho inferior ao previsto pode ter origem na sub-execução das diversas tarefas, e inclusive na redução de custos de operação e manutenção (OPEX).

Poderia construir-se uma relação entre o total do investimento em manutenção e continuidade e um indicador físico como a extensão de dutos substituídos. Esta relação poderia se obter do modelo de cálculo utilizado na revisão tarifária e determinaria a incidência sobre as tarifas e as receitas aprovadas pela ARSESP, a partir de uma redução no indicador físico de investimento em manutenção e continuidade com respeito ao nível programado para o ciclo tarifário.

Com estes dados poderia ser estimado uma determinada percentagem de impacto tarifário, relacionada com o desvio entre os incrementos programados na extensão do sistema e os incrementos executados. Deste modo, se evita que o concessionário obtenha benefícios sobre investimentos não realizados e que as condições da prestação do serviço diminuam.

No entanto, devido à situação de que parcela dos investimentos em manutenção e continuidade estar relacionada com um mesmo indicador físico (ou driver) e que para uma porção relevante dos investimentos não pode ser identificado um único determinante do custo, o monitoramento agregado deste tipo de investimentos pode conduzir a imprecisões na incidência tarifária no caso de sub-execução.

A alternativa que se recomenda é a de concentrar o monitoramento nas categorias mais relevantes de investimento em manutenção e continuidade que possam se associar a um



indicador físico: principalmente aquelas relacionadas com a extensão das substituições de dutos e com a capacidade/potência sujeita a manutenções maiores (overhauls).

Neste caso, seria obtida uma relação mais representativa entre o indicador físico e o custo do investimento, de modo que será mais precisa a estimação de um valor menor de CAPEX ocasionado por uma eventual diferença de magnitude física entre o programado e o executado.

Com relação ao restante dos investimentos em manutenção e continuidade, sua evolução em relação ao plano previsto na revisão tarifária não seria monitorada sobre a base de indicadores físicos, senão que, ao igual que os OPEX estaria sujeita a uma regulação indireta, implícita no controle de resultados em matéria de qualidade, confiabilidade e segurança no abastecimento.

Existe uma dificuldade adicional para implementar um monitoramento do CAPEX que transfira aos usuários a sub-execução do plano de investimentos, em forma de menores tarifas. Especialmente, quando não pode ser medido adequadamente o impacto sobre o output e se decide utilizar algum indicador de input que se relacione de forma mais direta com o custo de investimento (por exemplo, extensão dos dutos substituídos). Neste caso, deixa de ser considerado a possibilidade de substituição entre CAPEX e OPEX, substituição que pode ser eficiente.

Por exemplo, em certos casos poderia ser mais eficiente não realizar a substituição de dutos e em troca fazer mais frequentemente as tarefas de manutenção. Se, por exemplo, os custos de investimento incrementassem respeito dos previstos, o valor presente dos maiores custos de manutenção em que teria que incorrer por não realizar uma substituição de duto poderia resultar inferior ao custo de investimento que implicaria uma substituição, tornando mais eficiente adiar o investimento.

Neste sentido, a avaliação dos investimentos teria que se complementada com uma análise de eficiência mais ampla que permita comparar o desempenho global dos diversos concessionários durante o ciclo analisado, com diversas metodologias de medição da eficiência relativa.

O fato de repassar às tarifas a sub-execução do CAPEX na revisão tarifária, não impede que sejam estabelecidas metas anuais, de modo a evitar que possa ser compensado o sobre-cumprimento num ano com uma redução com respeito ao programado noutro. O estabelecimento de metas anuais pode evitar que sejam postas tarefas, seja afetado o serviço em determinado momento e se contribua a alcançar um padrão de prestação de serviço mais uniforme no tempo.

Uma precaução importante a ser considerada é que o ajuste proposto não desincentive os investimentos futuros. As tarifas devem permitir recuperar os custos incrementais do serviço, isto é que o fluxo de fundos gerado pelas tarifas aprovadas na revisão tarifária devem permitir obter uma taxa de retorno equivalente ao custo de oportunidade do capital sobre os novos investimentos.

No apêndice deste Anexo mostra-se detalhadamente o algoritmo de cálculo do modelo tarifário de monitoramento dos investimentos em continuidade e manutenção.



3. Apêndice do Anexo VI - Modelo Tarifário para monitoramento de investimentos

3.1 Modelo Tarifário Monitoramento Expansões

Para ilustrar uma metodologia que permita implementar as idéias expostas a respeito do monitoramento dos investimentos em expansão utilizar-se-á como base a metodologia de fluxo de fundos descontado. Como foi explicado, o objetivo desta metodologia é que o valor presente das receitas esperadas para o seguinte ciclo regulatório iguale o valor presente das saídas de fundos. Isto pode representar-se na equação seguinte.

$$\sum_{i=1}^{i=5} d^i \cdot t \cdot q_i = B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i + I_i) - d^5 B_5 \quad [1]$$

Onde: d é o fator de desconto determinado a partir da taxa de desconto r que representa o custo de capital⁴⁰: $d = \frac{1}{1+r}$

t = vetor de tarifas (representa todos os encargos tarifários, já seja fixo ou variáveis e para os diferentes estágios de consumo)

q_j = vetor de quantidades demandadas no ano i (corresponde tanto a quantidade de clientes –que multiplicam os encargos fixos– como volumes de consumo por etapa –que multiplicam os encargos variáveis)

B_0 = valor da BRR no início do quinquênio

B_5 = valor da BRR no final do quinquênio

O = OPEX

I = CAPEX o investimentos

i = cada ano do quinquênio

Considera-se adicionalmente que a evolução do valor da BRR no tempo é resultado de somar os investimentos netos de depreciações à BRR do ano anterior, o qual é representado como segue:

$$B_i = B_{i-1} + I_i - D_i \quad [2]$$

Onde: B = valor da BRR

I = investimentos

D = depreciações ou amortizações

Assim, o valor residual no fim do quinquênio é

⁴⁰ Para facilitar a exposição, nesta seção não estão incluídos o pagamento de imposto aos lucros no fluxo dos fundos, pelo qual a taxa de desconto representaria o custo do capital antes de impostos.



$$B_5 = B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} (I_i - D_i) \quad [3]$$

A diferença dos investimentos em manutenção e continuidade e dos investimentos em expansões, modifica as receitas por meio de um incremento nas quantidades vendidas, o qual requer considerar uma demanda incremental.

Além disso, para exibir a incidência tarifária do monitoramento de investimentos em expansão se considera que existem dois projetos (denominados x e y) a serem executados em diferentes momentos do período.

Com estas considerações, a equação [1] é re-expressa como segue [4]:

$$\sum_{i=1}^{i=5} d^i \cdot t \cdot (qb_i + qx_i + qz_i) = \left\{ B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i^b + I_i^b) - d^5 \left[B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^b - D_i^b) \right] \right\} + \left\{ \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i^x + I_i^x) - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^x - D_i^x) \right\} + \left\{ \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i^z + I_i^z) - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^z - D_i^z) \right\}$$

Onde:

qb = é a demanda sem expansões (caso base)

qx = a demanda do projeto x

qz = a demanda do projeto z

Super-índice b = para os OPEX e CAPEX do caso base (no qual se encontram incluídos os investimentos em manutenção e seguimento que para simplificar a exposição do monitoramento de expansões não se desagregam – ver seção 3.4)

Super-índices x, z = para os projetos de expansão (nestes casos *O* e *I* representam os OPEX e CAPEX incrementais de cada projeto)

Organizando a equação [4] pode desagregar-se a tarifa t (que representa o conjunto de encargos tarifários determinados no momento da revisão tarifária) em três componentes:

$$t = t^b + t^x + t^z \quad [5]$$

Onde

$$t^b = \frac{B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i^b + I_i^b) - d^5 \left[B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^b - D_i^b) \right]}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)} \quad [6]$$

$$t^x = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i^x + I_i^x) - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^x - D_i^x)}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)} \quad [7]$$



$$t^z = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i^z + I_i^z) - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^z - D_i^z)}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)} \quad [8]$$

O primeiro componente de t é t^b , representa a tarifa do caso base. Os outros componentes, t^x e t^z , representam o impacto dos respectivos projetos de expansão. Neste caso, como consequência que os CAPEX de expansão estão associados a incrementos de demanda, resulta que os componentes tarifários são interdependentes. Isto é, se um projeto não se faz, os outros componentes devem ser calculados novamente para refletir a redução na demanda sobre a qual se atribuem os custos (*roll in*).

Com a finalidade de monitorar a execução dos investimentos em expansão, estes podem expressar-se em função dos indicadores físicos ou drivers selecionados e seus respectivos custos unitários:

$$I^x = f_1^x \times un_1^x + f_2^x \times un_2^x \quad [9]$$

$$I^z = f_1^z \times un_1^z + f_2^z \times un_2^z \quad [10]$$

Onde por exemplo:

$f_1^z =$ extensão x diâmetro dos dutos do projeto z

$f_2^z =$ Outro indicador físico do projeto z (por exemplo, para Estações Reguladoras de Pressão)

$un_1^z =$ Custo Unitário dos Dutos do projeto z

$un_2^z =$ Custo Unitário para outro indicador físico projeto z

Idem projeto x

O traslado a tarifas da sub-execução de investimentos no projeto z é da seguinte maneira:

- Se o projeto z não é executado deve-se eliminar o componente tarifário t^z e recalculam-se os demais componentes anulando qz
- Se o projeto z é executado numa magnitude física inferior à prevista, mas não se altera a demanda incremental do projeto, deve-se calcular o impacto nos CAPEX da sub-execução física utilizando as equações [9] e [10], mantendo fixo o custo unitário estimado na revisão tarifária, e recalculam t^z .
- Se o projeto z é executado numa magnitude física inferior à prevista, e, além disso, se altera a demanda incremental do projeto, deve calcular-se o impacto nos CAPEX da sub-execução física utilizando as equações [9] e [10], mantendo fixo o custo unitário estimado na revisão tarifária, e recalculam t^z e os restantes componentes tarifários considerando a modificação em qz .



Se o monitoramento da execução de projetos de expansão é realizado para cada ano do ciclo tarifário, e supondo que o projeto x estava previsto para realizar-se no ano 1 e o projeto z no ano 3, um cancelamento ou uma sub-execução de ditos projetos requererá, além do indicado nos itens a) a c) precedentes, calcular o efeito do diferencial tarifário cobrado nos anos transcorridos desde o início do período até a execução do projeto.

Exemplo: Se existe uma sub-execução tipo “b” no projeto x (magnitude física inferior à prevista, mas não se altera a demanda incremental do projeto), primeiro se calculará a diferença entre o investimento previsto e o executado para cada ano do período (mantendo os custos unitários previstos e somente considerando a redução em unidades físicas):

$$\Delta I_i^x = I_i^x \text{ executada} - I_i^x = (f_{1,i}^x \text{ executado} - f_{1,i}^x) \times cu_{1,0}^x + (f_{2,i}^x \text{ executado} - f_{2,i}^x) \times cu_{2,0}^x$$

Logo a incidência tarifária no ano 0 (início do ciclo anterior) é calculada como segue⁴²:

$$\Delta t^x = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i^x + \Delta I_i^x) - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (\Delta I_i^x - \Delta D_i^x)}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)}$$

O total a ajustar em valor presente no ano 0 (MA_0) é:

$$MA_0 = \Delta t^x \cdot \sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i) = \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i^x + \Delta I_i^x) - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (\Delta I_i^x - \Delta D_i^x).$$

Em conseqüência, o total a ajustar no requerimento de receita do início do seguinte ciclo será o valor anterior (MA_0) capitalizado até o final do ano 5 do ciclo anterior⁴³:

$$MA_5 = MA_0 (1+r)^5 = MA_0 \cdot d^{-5} = \sum_{i=1}^{i=5} d^{i-5} (O_i^x + \Delta I_i^x) - \sum_{i=1}^{i=5} (\Delta I_i^x - \Delta D_i^x)$$

3.2 Monitoramento de Investimentos em Continuidade e Manutenção

A fim de diferenciar o impacto tarifário dos CAPEX em manutenção e seguimento pode desagregar-se a equação [4] de modo a decompor os investimentos do caso base (que são por definição as destinadas a manutenção e seguimento):

$$\sum_{i=1}^{i=5} d^i \cdot t \cdot (qb_i + qx_i + qz_i) = \left\{ B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i + I_i^{CS}) - d^5 \left[B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^{CS} - D_i^{CS}) \right] \right\} + \left\{ \sum_{i=1}^{i=5} d^i I_i^{CM} - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^{CM} - D_i^{CM}) \right\} + RI_x + RI_z \quad [11]$$

⁴¹ O monitoramento pode ser efetuado na revisão tarifária considerando metas anuais.

⁴² ΔD_i^x é a diferença entre as depreciações dos investimentos previstos e executados (novamente com os custos unitários programados na revisão tarifária)

⁴³ Esse valor é expresso em valores do início do Segundo Ciclo. Para se expressar em valores do início do Terceiro Ciclo deveria-se ajustar pelo IGPM



Esta equação representa o requerimento de receita para o ciclo tarifário. Os super-índices CS indicam investimentos (e depreciações) em manutenção e seguimento que não estão sujeitas ao mecanismo de monitoramento e os super-índices CM representam os investimentos (e suas depreciações) em continuidade e manutenção sujeitas ao mecanismo de monitoramento.

Os componentes do requerimento da receita correspondentes às expansões foram expressos como RI_x e RI_z que são os últimos dois termos da equação [4]:

$$RI_x = \left\{ \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O^x_i + I^x_i) - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (I^x_i - D^x_i) \right\}$$

$$RI_z = \left\{ \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O^z_i + I^z_i) - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (I^z_i - D^z_i) \right\}$$

Organizando a equação [11] pode desagregar-se a tarifa do caso base t^b em dois componentes aditivos, resultando uma desagregação maior da tarifa t que a exibida na seção anterior:

$$t = t^b + t^x + t^z = t^{CS} + t^{CM} + t^x + t^z \quad [12]$$

Onde:

$$t^{CS} = \frac{B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i + I_i^{CS}) - d^5 \left[B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^{CS} - D_i^{CS}) \right]}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)} \quad [13]$$

$$t^{CM} = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} d^i I_i^{CM} - d^5 \sum_{i=1}^{i=5} (I_i^{CM} - D_i^{CM})}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)} \quad [14]$$

O primeiro componente de t^b é t^{CS} , representa a tarifa que deveria ser paga se não foram feitos os investimentos em seguimento e manutenção sujeitos a monitoramento. O outro componente, t^{CM} , é o impacto desses investimentos na tarifa.

Observa-se que os investimentos em manutenção e seguimento sujeitos a monitoramento por sua vez são função do indicador físico ou selecionado (f) e do custo unitário (un):

$$I^{CM} = f^{CM} \times un^{CM} \quad [15]$$

Desta maneira, pode-se calcular o traslado a tarifas da sub-execução de investimentos a partir do indicador físico considerado, mas mantendo fixo o custo unitário estimado na

⁴⁴ D^{CS} inclui também as depreciações da BRR inicial (B_0)

⁴⁵ Para simplificar a exposição se representa em uma única variável o investimento sujeito a monitoramento, ainda que a implantação proposta requeira que se desagregue em tantas variáveis como categorias selecionadas como relevantes a efeitos do monitoramento (substituições, *overhauls*, etc.)



revisão tarifária: por exemplo, se t^{CM} é a extensão de dutos a substituir pode-se calcular o valor do diferencial de investimento que surge de uma porcentagem de redução da extensão das substituições executadas valorizadas ao custo por metro-polegada da revisão tarifária.

Como foi indicado previamente estabelecem-se metas físicas anuais para o monitoramento do investimento em manutenção e seguimento, t^{CM} pode ser anualmente desagregado do seguinte modo⁴⁶:

$$t^{CM} = t_1^{CM} + t_2^{CM} + t_3^{CM} + t_4^{CM} \quad [16]$$

Onde:

$$t_1^{CM} = \frac{d^1 I_1^{CM} - d^5 I_1^{CM} (1 - 4a)}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)} \quad [17]$$

$$t_2^{CM} = \frac{d^2 I_2^{CM} - d^5 I_2^{CM} (1 - 3a)}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)} \quad [18]$$

$$t_3^{CM} = \frac{d^3 I_3^{CM} - d^5 I_3^{CM} (2 - a)}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)} \quad [19]$$

$$t_4^{CM} = \frac{d^4 I_4^{CM} - d^5 I_4^{CM} (1 - a)}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)} \quad [20]$$

Assumiu-se a utilização de um critério de depreciação linear com uma alíquota anual representada pelo coeficiente a .

Com esta formulação, o efeito tarifário pelas diferenças anuais das metas físicas de investimento e manutenção, pode ser desagregado. O total do ajuste deve ser igual ao valor presente das diferenças entre os componentes tarifários programados e os resultados recalculados originados no monitoramento, multiplicados pelas quantidades do caso base .

Exemplo: Quando se produz uma sub-execução no segundo ano, esta se calcula:

$$\Delta I_2^{CM} = I_2^{CM} \text{ executada} - I_2^{CM} = (f_{\text{executado}} - f) \times cu$$

$$\Delta t_2^{CM} = \frac{d^2 \Delta I_2^{CM} - d^5 \Delta I_2^{CM} (1 - 3a)}{\sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i)}$$

O total a ajustar em valor presente no ano 0 (MA_0) é:

⁴⁶ Atenção a que o investimento do ano 5 incidirá nas tarifas do ciclo subsequente

⁴⁷ Isto dá como resultado um valor expressado em unidades monetárias do início do ciclo anterior. Para computá-lo na revisão tarifária do terceiro ciclo, tal como foi proposto, deveria capitalizar-se a quantia assinalada para levá-lo ao momento correspondente no tempo.



$$MA_0 = \Delta I_2^{CM} \cdot \sum_{i=1}^{i=5} d^i (qb_i + qx_i + qz_i) = d^2 \Delta I_2^{CM} - d^5 \Delta I_2^{CM} (1 - 3a)$$

Como consequência, o valor total a ajustar no requerimento de receita do início do seguinte ciclo será o valor anterior (MA_0) capitalizado até o final do ano 5 do ciclo anterior⁴⁸:

$$MA_5 = MA_0 (1 + r)^5 = MA_0 d^{-5} = d^{-3} \Delta I_2^{CM} - \Delta I_2^{CM} (1 - 3a)$$

⁴⁸ Esse valor é expressado em valores do início do Segundo Ciclo. Para se expressar em valores do início do Terceiro Ciclo deveria se ajustar pelo IGPM



ANEXO VII – METODOLOGIA DO FATOR X

Na Revisão Tarifária de cada Concessionária, a ARSESP deve realizar a determinação dos valores de dois parâmetros fundamentais: a) o valor inicial P_0 da MM, a ser aplicado pela distribuidora no primeiro ano do segundo ciclo tarifário; b) o valor do fator de eficiência (Fator X), a considerar para a atualização anual sucessiva do parâmetro P_0 , a ser efetuada na determinação do valor da MM, de cada ano do ciclo tarifário, segundo o procedimento estabelecido na Quarta Subcláusula da Cláusula Décima de cada Contrato de Concessão.

Os Contratos de Concessão determinam que a ARSESP deve estabelecer um fator de eficiência (Fator X) para a Concessionária, que se manterá fixo para os quatro anos subseqüentes (do ano 2 ao 5 do terceiro ciclo tarifário), e que levará em consideração a tendência do incremento de sua eficiência operacional ao longo do ciclo. A ARSESP considerará para calcular a tendência do Fator X da Concessionária: tendência histórica de eficiência da Concessionária; padrões internacionais de eficiência na indústria; índices de produtividade de longo prazo; economias de escala; e comparações com outras Concessionárias no Brasil.

Determina-se uma redução dos custos operacionais em cada ano do terceiro ciclo tarifário, com base na análise do Plano de Negócios e das mudanças tecnológicas e na gestão do serviço de distribuição de gás canalizado que poder ser razoavelmente prevista para o terceiro ciclo tarifário.

No presente Nota Técnica discutem-se os antecedentes internacionais e se propor alternativas para a determinação do Fator X para a sua aplicação na Revisão Tarifária do Terceiro Ciclo.

1. Antecedentes

A redução regulatória dos OPEX descrita nesta Nota Técnica deve estar associada a uma redução na receita anual da Concessionária em cada um dos anos 2 a 5 do terceiro ciclo tarifário, de modo que a condição de equilíbrio econômico-financeiro da Concessão, definida através da fixação do valor do parâmetro P_0 , seja mantida durante todo esse ciclo.

A ferramenta regulatória que permite verificar a preservação dessa condição de equilíbrio é a equação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Nesta equação, a receita R_t da Concessionária de cada ano “ t ” do terceiro ciclo tarifário é calculada como:

$$R_t = MM_t \times V_t \quad (1)$$

Sendo

MM_t : a Margem Máxima unitário do ano t (R\$/m³)

V_t : o volume de vendas no ano t (em m³)

A receita do primeiro ano do terceiro ciclo tarifário fica determinada como:

$$R_1 = P_0 \times V_1$$

A receita R_t de cada ano “ t ” compreendido entre os anos 2 a 5 do terceiro ciclo é calculada como

$$R_t = P_{t-1} \times (1 - W) \times V_t \quad (2)$$

Onde



O parâmetro W , que é o redutor (em termos reais) da receita anual da Concessionária procurando assim preservar o condição de equilíbrio econômico-financeiro da Concessão associada à fixação do valor do P_0 , é determinado através da equação do FCD. Na equação do FCD são considerados os valores dos parâmetros BRRL, Capex, e depreciações utilizados para o cálculo do P_0 . A equação do FCD permite estabelecer “trajetórias regulatórias” para a implementação gradual dos resultados da revisão tarifária a aplicar no ciclo seguinte, se a ARSESP considerar necessária ou conveniente a adoção dessa alternativa. Isso pode ser realizado através da definição de combinações dos valores do parâmetro P_0 e do Fator X , incorporando previamente este fator ao valor da Receita em cada ano em que é aplicado o reajuste contratual. Os valores do P_0 e do X são determinados de forma que seja cumprida a equação do FCD. Na revisão do segundo ciclo W foi aprovado no valor de 0,89%. Segundo o estabelecido na Sub-Cláusula Quarta da Cláusula Décima Terceira do Contrato de Concessão, o Fator X deve ser aplicado em cada um dos anos 2 a 5 do ciclo tarifário de modo que:

$$P_t = P_{t-1} \times [1 + (VP - X)] \quad (3)$$

Onde:

VP : variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior ao da Data de Referência Anterior;

P_t : valor da Margem Máxima (MM) inicial (P_0), expresso em R\$ por m³, sucessiva e atualizada anualmente pelo fator $(VP - X)$ até o ano “ t ”

Então o valor do Fator X pode ser obtido a partir do valor do parâmetro “ W ” com a condição:

$$(1 - W) \times (1 + VP)_t = [1 + (VP - X)] \quad (4)$$

$$X = W \times (1 + VP) \quad (5)$$

Na revisão tarifária do segundo ciclo, para o valor do parâmetro “ W ” de 0,89%, com uma variação do IGPM de 10%, o valor do Fator X ficou em 0,98%.

Para essa oportunidade, a ARSESP considerou que a aplicação do Fator X é adequada em concessões que tenham atingido um certo nível de desenvolvimento e maturidade e, portanto, para as concessionárias menores o valor de Fator X foi zero.

2. Os sistemas de preço teto como ferramenta regulatória

O Fator X forma parte do marco referencial do regime de regulação por incentivos aplicado na regulação de setores de serviços públicos por redes (*utilities*), introduzido por Littlechild (1983) na Grã-Bretanha, em 1984; o esquema foi implementado pela primeira vez para o ajuste da receita média da British Telecom (BT) após a privatização em 1984. A nova forma de regulação surgiu da necessidade de evitar a prática de preços de monopólio e assegurar a apropriação de ganhos de eficiência da concessionária no período compreendido entre a privatização e a primeira revisão, de forma a defender os interesses dos consumidores⁴⁹.

A essência do Fator X , como ferramenta regulatória, é exigir à empresa regulada incrementos na eficiência da gestão durante o período tarifário, já que o nível do reposicionamento é considerado ótimo somente nessa data.

⁴⁹ Ver Armstrong, Cowan, e Vickers (1994) cap. 6.



Bernstein e Sappington (1998) equacionaram o Fator X para a regulação tipo preço teto (*price cap regulation*). O princípio básico dessa metodologia é o Fator X deve refletir os maiores ganhos de produtividade e as menores taxas de inflação do setor regulado com relação ao resto da economia. Isso vale desde que algumas condições sejam atendidas, a citar: o conjunto dos serviços da empresa regulada seja submetido à regulação tipo preço teto, a taxa de inflação fora do setor regulado não seja afetada pelos preços dos produtos do setor regulado, o resto da economia seja competitivo e não haja quebras estruturais no setor regulado. Os autores estabeleceram a seguinte fórmula para o reajuste tarifário e correspondente Fator X.

$$\dot{P} = \dot{P}^E - X = \dot{P}^E - \left\{ \left[\dot{T} - \dot{T}^E \right] + \left[\dot{W}^E - \dot{W} \right] \right\} \quad (6)$$

Onde \dot{P} é a variação ponderada de preços dos produtos do setor regulado, \dot{T} é a sua variação na produtividade e \dot{W} é a sua variação ponderada dos preços dos insumos, enquanto que o índice E indica o resto da economia. Tal cálculo assegura reproduzir as características de competição em um ambiente de monopólio natural.

Arrumando a equação (6), e incluindo um componente de renda monopólica, o reposicionamento tarifário é igual a:

$$\Delta P = \Delta W - X - \Delta M \quad (7)$$

Onde

ΔW : crescimento nos preços dos insumos

X : fator X

ΔM : renda monopólica

Pode-se demonstrar que o fator X é igual a⁵⁰:

$$X \equiv \left[\Delta PTF - \Delta PTF_E \right] - \left[\Delta W - \Delta W_E \right] - \Delta M \quad (8)$$

Onde

$\left[\Delta PTF - \Delta PTF_E \right]$: diferença entre o crescimento na PTF do setor vis-à-vis o crescimento na PTF da economia

$\left[\Delta W - \Delta W_E \right]$: diferença entre o crescimento dos preços dos insumos do setor vis-à-vis o crescimento dos preços da economia.

A PTF mede a eficiência que empresas, setores ou países usam os insumos (incluindo capital e despesas operacionais) no processo de produção. A projeção dos ganhos na PTF é importante na hora de remarcar o nível tarifário. Outra medida usada é a PTF, a produtividade parcial dos fatores, que mede a eficiência com que um insumo é usado, por exemplo, os custos operacionais.

Em uma economia de mercado, a relação entre a PTF e os preços é direta: o aumento na PTF permite que os preços aumentem menos que o aumento geral de custos. As empresas dinâmicas aumentam a sua produtividade, que se reflete em reduções de preços. As melhoras na PTF podem ser atingidas de várias formas: melhoras no uso dos insumos, estabelecimento de novos processos na produção que resultem em reduções de custo por unidade de produto, otimização do processo de produção, etc.

⁵⁰ Ver no Anexo a demonstração da fórmula.



3. Abordagens para determinar o Fator X

Quando uma empresa de serviços públicos por redes é regulada pelo mecanismo de preço teto menos os ganhos de eficiência (fator X), a forma de cálculo do fator X torna-se um aspecto chave do processo regulatório.

As abordagens a respeito do Fator X podem ser classificadas como: Produtividade Total dos Fatores; critério do Regulador; por comparação (*yardstick competition*); abordagem do fluxo de caixa descontado, e abordagem pelo critério *ad-hoc* do regulador.

3.1 Método da Produtividade Total dos Fatores

A estimação do Fator X pela Produtividade Total dos Fatores - PTF (*Total Factor Productivity*) e tradicionalmente usada nos Estados Unidos da América. A metodologia compara estimativas da PTF das empresas reguladas com as empresas médias na economia.

O cálculo da PTF envolve diversas escolhas quanto à fórmula para apurar o seu valor. A escolha é determinada, em boa parte dos casos, pela disponibilidade de dados. Para determinar o fator X é preciso determinar o ΔPTF .

A alternativa mais comumente utilizada é o método da função de produção. Esse método postula que existe uma relação física entre um determinado nível de produção e a utilização de insumos necessários, mostrando a razão segundo a qual cada recurso ou insumo é transformado em produto. A forma funcional mostra o nível de produto alcançável para cada combinação de insumos. Essa forma funcional é encontrada por meio dos dados históricos das empresas.

Uma função de produção expressa a relação entre as entradas (*inputs*) e as saídas (*outputs*) de uma organização. Ou seja, descreve, de forma gráfica ou matemática, os outputs que deverão ser obtidos da combinação de diferentes quantidades de inputs.

A literatura sobre estudos de eficiência para empresas de distribuição de energia é muita vasta. Em geral, os estudos partem de uma função de produção do tipo neoclássica com dois fatores de produção x (capital e trabalho) para produzir certa quantidade de produto Y :

Na sua forma geral matemática mais simplificada, uma função de produção é expressa como:

$$Y = F(L, K) = F(x) \quad (9)$$

onde:

Y : quantidade de produto

X : quantidade consumida de insumos (por exemplo, capital, trabalho, matérias-primas, tecnologia, etc.)

Onde a função de custos, portanto, depende do nível de produto Y e dos preços dos insumos w .

$$CT = f(Y, w) \quad (10)$$

Sendo assim em uma análise clássica de eficiência, o problema consiste em minimizar o nível de custos dado certo nível de produção e certo vetor de preços dos insumos, ou seja, sendo (K, L) endógenos:

$$\begin{aligned} \min CT &= K \cdot P_K + L \cdot P_L \\ \text{s.a. } &Y, P_K, P_L \end{aligned} \quad (11)$$



Sendo K e L as quantidades de capital e trabalho usadas na produção; P_K e P_L são os preços dos fatores.

A teoria micro-econômica considera que os custos dependam apenas do nível de produção e dos preços dos insumos, ou seja, para cada conjunto de preços dos fatores (w) e do nível de produção (Y) haverá um vetor $x^*(K, L)$ que minimiza o custo de produzir Y unidades de produto. A função de custos é o custo mínimo dado os fatores de preços w e o nível de produção Y , ou seja, $c(w, Y) = w \cdot x(w, Y)$ ⁵¹.

Exemplificando o exposto anteriormente, suponha que, por meio de estimativas ou pela função de produção do setor e da economia, o Regulador espera que o crescimento da produtividade do setor seja diferente da economia como um todo e que a taxa de crescimento médio dos preços dos insumos gerenciáveis das concessionárias seja diferente da taxa de crescimento dos preços em geral. Nesse contexto, o Fator X deveria ser igual à diferença entre as taxas de crescimento de produtividade do setor e da economia como um todo, menos a diferença nas taxas de elevação dos preços do setor e da economia. Por exemplo, se o Regulador espera que a produtividade do setor regulado se eleve à taxa anual de 4%, que a produtividade geral da economia se eleve em 2%, que os preços dos insumos gerenciáveis pelo setor se elevem à taxa anual de 8% e que o nível geral de preços se eleve à taxa de 10%, então o Fator X deve ser igual a $[4\% - 2\%] - [8\% - 10\%] = 4\%$

O Fator X é então definido como a diferença entre as PTFs estimadas, depois de aplicados fatores adicionais como a variação de preços dos insumos da economia e da indústria regulada.

Pelo método PTF estimam-se os ganhos futuros de produtividade da empresa a partir das séries históricas de insumo e produto. Como o índice de produtividade pode apresentar grande volatilidade, utiliza-se a tendência de longo prazo computando-se a evolução do índice histórico para todo o período durante o qual se dispõe de informação.

Esta abordagem pode ser classificada como sendo do tipo *backward looking*, na medida em que são adotadas tendências históricas como base para projetar os ganhos futuros de eficiência.

A prática regulatória demonstra que a abordagem PTF para o cálculo do Fator X geralmente aparece associada ao uso de outros elementos, dependendo da disponibilidade de informações, das condições de contorno da empresa regulada e dos objetivos do Regulador.

Aliás, a abordagem do fator X pela PTF é apropriada quando os custos das empresas têm convergido à fronteira de eficiência ou ao menos têm tido a oportunidade de fazê-lo. Se esse não foi o caso, pode ser mais apropriado ter diferentes reduções de preços nas empresas sob regulação. No caso da distribuição de gás de São Paulo, é pouco provável que as empresas tenham convergido e se alocado perto da fronteira de eficiência. Isto significa que não seria apropriado determinar o fator X exclusivamente na base da ΔPTF . Porém, a tendência na PTF pode dar um piso para a determinação do fator X.

⁵¹ A prática é analisar o problema em termos matemáticos mediante os multiplicadores de Lagrange e diferenciando com respeito a cada uma das variáveis de eleição, x_i , e o multiplicador de Lagrange λ :
$$L(x, \lambda) = w \cdot x - \lambda (F(x) - Y)$$



Na hora de estimar a ΔPTF é preciso definir os conceitos de “produto” e “insumos”. A definição do produto para determinar ΔPTF pode ser abordada pelo lado da demanda ou pelo lado da oferta. Um argumento muito usado em favor da oferta é que a distribuidora não tem controle sobre a quantidade de energia que passa pela rede, mas sim tem a responsabilidade de ter a rede em condições de ser usada. Na prática é comum achar o mistura de variáveis. No caso particular das empresas de distribuição de energia, as medidas mais usadas para representar o produto são:

- Número de consumidores (demanda)
- Gás faturado ou demanda máxima (demanda)
- Extensão da rede (oferta)
- Área servida (oferta)

Cabe ressaltar também que o negócio de distribuição de energia não é multi-produto, como no clássico exemplo da ovelha e da lã, onde ambas têm seus próprios mercados. Não há, portanto uma separação de mercados para potenciais produtos como o total de gás distribuído (m³ ou TJ), o número de consumidores, a extensão da rede de distribuição e a área da concessão, que permita estimar um custo para cada um destes potenciais produtos. Desta forma, uma vez escolhida uma dessas variáveis como produto, as outras não são opções, no sentido estrito da teoria econômica. Neuberg (1977) e Burns e Weyman-Jones (1996) escolhem o “número de consumidores” como o produto relevante de uma distribuidora de energia.

Uma vez que a variável representativa do produto foi escolhida, a próxima pergunta é: o que são então as outras variáveis, como ser a energia faturada, os km de rede e a área servida? Os autores optam pela praticidade e as incluem em um “vetor produto”, representando importantes características do sistema de distribuição de energia por rede. Para Neuberg (*op. cit.*) estas variáveis não-ortodoxas em uma função de custos (por exemplo, os km de rede) especificam diferenças entre os sistemas de produção ou entre tecnologias de uma empresa para outra. Nesse sentido, o conceito clássico de “produto” pode ser substituído pelo conceito de “vetor produto” sem as propriedades de separação de mercado.

Além das aproximações mais usadas para representar o “vetor produto”, é comum o uso de variáveis características de mercado, ou seja, variáveis que procuram levar em conta àqueles fatores não gerenciáveis que afetam os custos, por exemplo:

- Densidade da rede
- Participação do setor residencial (industrial) nas vendas

Na prática é comum achar uma mistura de variáveis.

Um fator muito importante em um esquema de preço teto é a qualidade do serviço, as interrupções do serviço, duração das interrupções.

Os índices de TFP são uns dos instrumentos mais usados no hora de determinar câmbios na produtividade dos fatores de produção. Geralmente usa-se alguma variante do índice Hicks-Moorsteen para estimar de forma simples o crescimento na PTF⁵²:

$$HMPTF_{\text{índice}} = \frac{\text{crescimento no produto}}{\text{crescimento nos insumos}} = \frac{\text{índice de quantidade de produto}}{\text{índice de quantidade de insumo}}$$

⁵² Para uma análise completa, veja Coelli *et. al.* (2006).



Para estimar o índice HMPTF é necessário contar com ambos os índices de quantidade de produto e insumos. Embora o índice seja de fácil interpretação, o índice não permite a decomposição da ΔPTF nos seus três componentes:

- Câmbio técnico (CT), que resulta de um câmbio na tecnologia de produção
- Câmbio na eficiência técnica (CET), que resulta da habilidade da empresa para se posicionar mais perto da fronteira de eficiência.
- Câmbio na escala eficiente (CEE), que resulta de melhoras na escala em que opera a empresa, na direção da escala tecnológica ótima

Nos casos de empresas multi-produto ou multi-insumos, deve-se incluir um quarto fator que tome em conta a mistura ótima de produtos ou insumos

$$\Delta PTF = CT \times CET \times CEE \quad (12)$$

Embora o índice HMPTF não permita a decomposição do ΔPTF , para fins regulatórios na determinação do fator X o importante é ter uma medida do câmbio na produtividade da empresa ou setor e, nesse contexto, o índice é uma opção válida.

Uma aplicação do índice HMPTF é a realizada através do índice de Törnqvist, que é o mais usado na prática. Os índices Törnqvist medem a relação entre uma combinação ponderada de produtos ou serviços (por exemplo, gás distribuído e a qualidade do serviço) em relação a uma combinação ponderada de insumos (por exemplo, custos operacionais e despesas de capital). Estimativas da ΔPTF descansam em certos supostos:

- Economias de escala. Se houver economias de escala e não foram consideradas, as estimativas da ΔPTF ficariam sobreestimadas⁵³.

Nesses casos o que corresponde é ajustar a TFP pelo volume da distribuidora.

$$PTF_{ajustada\ por\ volume} = PTF + \left(1 - \frac{1}{e}\right) \times \Delta Y \quad (13)$$

Onde,

e é a elasticidade de escala

ΔY é o crescimento do produto no período considerado

- É importante ter também alguma medida da qualidade do serviço servido.

Na construção dos índices Tornqvist é preciso outorgar pesos aos diferentes insumos. Uma possibilidade é usar a participação dos custos operacionais na receita total, e por diferença obtém-se o peso das despesas de capital. Dado que a participação dos custos operacionais na receita varia no tempo, recomenda-se o uso da média no período considerado. Seguem possíveis variáveis para determinar o índice Tornqvist:

- Variáveis de produto. Se for necessário utilizar mais de uma variável, deve-se especificar os pesos para cada uma
 - Número de consumidores (m)
 - Gás distribuído (TJ ou m3)
 - Extensão da rede (km)
- Variáveis de insumos

⁵³ Ofgem (2003) considerou que as economias de escala são limitadas.



- Custos operacionais (R\$m)
- Ativos permanentes (R\$m)

O uso desta abordagem está fortemente associado à reputação do Regulador e à tradição da prática regulatória. Em países onde tanto a consolidação da regulação quanto a maturidade do setor atingiram sua plenitude essa metodologia pode ser utilizada como vantagem da redução do efeito da assimetria de informação, pelo menos para o Regulador, e dos custos de transição para aplicação desse critério. Considerando que o ambiente regulatório de setor de energia brasileiro tem mostrado uma forte consolidação nos anos recentes, considera-se que é uma ferramenta que poder ser levada em conta na hora da determinação do Fator X.

3.2 Métodos de Fronteiras de Eficiência

Os métodos de fronteiras procuram estimar a melhor prática ou o desempenho mais eficiente de uma amostra de empresas, criando uma fronteira de eficiência teórica. Esta fronteira serve de alvo de comparação para todas as empresas da amostra. Os métodos partem da suposição que todas as companhias podem atingir essa meta de eficiência que a fronteira representa.

Através dos métodos de fronteiras de eficiência (*yardstick*) a empresa em análise é comparada com outras empresas reais. Construir um *benchmarking* entre empresas implica reunir e analisar informações de um grupo de empresas, a fim encontrar um objetivo realista para o nível de produtividade de uma empresa eficiente no setor em questão.

Há duas grandes opções metodológicas para estimar a fronteira de eficiência: paramétricas e não-paramétricas. Os métodos de comparação de empresas (*benchmarking*) empregados diferem entre países e jurisdições, assim como também difere a aplicação que fazem dos resultados obtidos (medidas de eficiência relativas) para a determinação do Fator X.

A experiência mostra que o principal objeto em discussão no que se refere a essa abordagem diz respeito à forma de converter as medidas de eficiência obtidas por meio de técnicas de *benchmarking* em um valor para o Fator X.

Modelos Paramétricos

Os modelos paramétricos são aqueles que, com base em dados de insumos e produtos de várias empresas, estimam uma função matemática que explique a relação entre eles. Nesses modelos, faz-se uma parametrização única, obtendo-se um único resultado sobre o comportamento do setor.

Os modelos paramétricos mais utilizados em regulação são:

- Regressão por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO);
- Regressão por Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (MQOC); e
- Análise de Fronteira Estocástica (AFE ou SFA).

Dentro dos métodos paramétricos, encontram-se os mínimos quadrados ordinários corrigidos (MQOC) e as análises de fronteiras estocásticas (AFE). Os MQOC são simplesmente análises de regressão por MQO onde o intercepto é corrigido pela empresa mais eficiente com relação à média. Sob MQOC só uma companhia é considerada eficiente, e toda diferença das outras em relação com essa empresa é considerada ineficiência. O maior problema dos MQOC é a escolha da empresa mais eficiente. Para evitar estes problemas, usam-se AFE.

As AFE incorporam elementos estocásticos para estimar a eficiência, e solucionam o problema da escolha da empresa mais eficiente. A ineficiência de cada empresa é estimada da forma seguinte:



$$\text{ineficiência} = 1 - \frac{\text{custos eficientes segundo o modelo}}{\text{custos reais}}$$

Isto é, se os custos estimados para uma empresa são 90% dos custos reais, a empresa terá uma ineficiência estimada de 10%. Para garantir que nenhuma empresa supere o 100% de eficiência, os algoritmos de cálculo asseguram que os custos da fronteira de eficiência são sempre menores ou iguais que os custos reais.

A estimação de fronteiras de eficiências estocásticas procura separar o nível de eficiência de outros fatores que distanciam as empresas umas das outras. A lógica econômica por trás das estimações de fronteiras de eficiências é que o processo de produção está sujeito a duas perturbações econômicas distinguíveis, com diferentes características. Por um lado, há perturbações devido a fatores aleatórios, por exemplo, o clima, ou a eventos de força maior que afetem a produção e, portanto, os custos operacionais. Por outro lado, há perturbações devido a ações ou fatores gerenciáveis pelas empresas, ou seja, ineficiências. A fronteira pode variar de forma aleatória através das empresas, e por isso é estocástica e não determinística.

O regulador da Grã-Bretanha, a Ofgem, usa este tipo de abordagem para estimar os custos operacionais eficientes. As variáveis empregadas pela Ofgem (1999) para estimar os custos operacionais eficientes foram o número de consumidores, a energia faturada, e a extensão da rede. O modelo usado pela Ofgem é muito simples:

$$\ln \text{opex} = a_0 + a_1 \ln \text{ESCALA} \quad (14)$$

Onde a variável *ESCALA* é um índice composto pelas três medidas com as seguintes ponderações: número de consumidores 50%, energia distribuída 25%, e extensão da rede 25%. A especificação simples da Ofgem se deve ao escasso número de observações: como são 14 as empresas distribuidoras de energia elétrica na Grã-Bretanha, não seria possível incluir ao modelo da Ofgem mais uma variável⁵⁴. Uma análise similar para a distribuição de gás é feita por Carrington *et al.* (2002) para o Regulador de gás da Austrália, usando uma combinação de variáveis: energia transportada na rede de distribuição (TJ), número de consumidores (diferenciando entre a classe residencial e outras classes), e uma medida de qualidade de serviço.

Modelos Não Paramétricos

As opções não paramétricas, mais conhecidas pela sua denominação em inglês DEA (*Data envelopment analysis*) Análise Envoltória de Dados, usam técnicas de programação linear para calcular as empresas mais eficientes da amostra, que recebem um valor de 1 (ou seja, 100% de eficiência).

O DEA é um método não-paramétrico de programação matemática, proposto por Farrel (1957) e reformulado por Chames (1957), que utiliza técnicas de otimização linear para estimar fronteiras. Ele consiste em modelar de forma simultânea os insumos utilizados (*inputs*) e os produtos obtidos (*outputs*) utilizando programação linear para construir uma fronteira linear não-paramétrica. Esta é construída através de combinações lineares das atividades extremas, ou seja, das melhores práticas, resultando em uma fronteira "virtual" formada por segmentos de reta.

⁵⁴ Para uma interessante crítica ao estudo da OFGEM, veja Shuttleworth (1999).



O desempenho de cada empresa é medido com relação ao desempenho das outras empresas da amostra, indicando assim a medida da eficiência técnica. O coeficiente desta mede a redução proporcional de insumos necessários para alcançar a fronteira. As empresas situadas na fronteira possuem coeficiente igual a um, que indica uma quantidade mínima de insumos necessária para produzir a mesma quantidade de produtos que outras empresas similares. A empresa eficiente é aquela para qual não existe outra firma ou combinação linear destas que produzam mais de cada produto dados os insumos, ou utilizem menos de cada insumo dados os produtos.

Existem duas possíveis definições no DEA com relação ao rendimento de escala: Retornos Constantes de Escala (RCE) e Retornos Variáveis de Escala (RVE). A definição com RCE busca obter, para cada empresa, a medida da razão de todos os produtos sobre todos os insumos. Já a especificação com RVE permite calcular a eficiência técnica assimilando o efeito da escala. Um modelo RVE tem resultados de eficiência iguais ou superiores ao modelo RCE.

Também é necessário definir a orientação do modelo: o mesmo pode ser orientado na entrada (*input oriented*) ou na saída (*output oriented*). A orientação na entrada implica em uma redução dos insumos para obter a quantidade dada de produtos enquanto que a orientação na saída implica em um aumento proporcional dos produtos dados os insumos disponíveis.

Resumo e Vantagens e desvantagens dos Modelos de Fronteiras de Eficiência

A grande maioria dos estudos de fronteiras de eficiência para distribuidoras de energia elétrica parte dos trabalhos seminais de Neuberger (*op. cit.*) e Burns e Weyman-Jones (*op. cit.*), com os aprimoramentos feitos na passada década pelas escolas de Cambridge na Inglaterra (*Cambridge Applied Economics*) e do CEPA (*Centre for Efficiency and Productivity Analysis*) na Austrália.

A literatura mostra certos aspectos que devem ser considerados na hora de modelar os custos eficientes da distribuição de energia, destacando-se os seguintes:

- **Definição do produto** que identifica a atividade da distribuição. Em geral, usa-se o número de clientes, sempre que a definição da atividade da distribuição inclui a comercialização.
- **Definição da amostra:** no que se refere ao tamanho e a escolha das empresas a incluir todos os estudos analisados consideram que é possível modelar conjuntamente empresas de tamanhos bem diferentes, ou seja, em uma amostra só.
- **Orientação do modelo**, ou seja, se o foco é posto nos insumos ou no produto. Todos os estudos analisados têm uma perspectiva dos insumos e consideram o nível de produção como um dado do problema
- **Especificação das variáveis** a incluir no modelo. Em geral, há pouca variação das variáveis usadas nos estudos para modelar os custos da distribuição. É comum incluir um “vetor produto” com uma série de variáveis que capturem as particularidades de um sistema de distribuição de energia elétrica.
- **Especificação da função.** Não há consenso na melhor especificação funcional: tanto a especificação tipo Cobb-Douglas (elasticidades constantes) como a translogarítmica são amplamente usadas.



A maior vantagem da DEA é a sua simplicidade, já que não requer de uma especificação funcional (a fronteira é “calculada” em vez de “estimada”). Porém, as desvantagens destes modelos não são menores: (a) toda diferença com a empresa que apresenta o melhor desempenho é considerada ineficiência, quando na verdade isso pode ser causado pela impossibilidade do modelo de explicar os custos das empresas; (b) alta sensibilidade ao número de variáveis incluídas, dados que os níveis de eficiências não decrescem ao adicionar variáveis ao modelo; (c) inexistência de testes de significância estatística; (d) por não ter parâmetros, o DEA não serve para fazer previsões.

A metodologia de fronteiras de eficiência oferece algumas particularidades que limitam sua possibilidade de utilização:

- **Heterogeneidade.** Necessidade de certa homogeneidade entre as empresas, pois a diversidade de características das concessionárias (controle acionário, dimensão do mercado, densidade de clientes, as questões climáticas, entre outros) pode distorcer os resultados;
- **Consistência regulatória.** As concessões em análise devem estar sob o mesmo Regulador, pois a produtividade das empresas é fortemente influenciada pela sinalização regulatória estabelecida; e
- **Tamanho da amostra.** As próprias restrições citadas anteriormente fazem surgir outra limitação que é a quantidade mínima de amostras necessárias para aplicação do método. Em ambas as abordagens paramétrica e não paramétrica, um aspecto chave é o tamanho da amostra. De fato ambas as abordagens são “famintas” em dados. É claro que com só três empresas sob a regulação da ARSESP, e ainda poucas considerando a totalidade do Brasil, não é recomendável o uso destas abordagens com fins regulatórios para o setor de gás canalizado no Estado de São Paulo.

3.3 Método de Fluxo de Caixa Descontado

O cálculo do Fator X realizado pelo método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) tem por objetivo valorar adequadamente as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado. De acordo com esse método, o Fator X define um percentual a ser reduzido (ou acrescido) das receitas previstas para a concessionária de forma a igualar a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital regulatório.

Trata-se então de um método do tipo *forward looking*, na medida em que são realizadas projeções sobre crescimento do mercado, dos investimentos em renovação e expansão de ativos, dos custos com capital e dos custos operacionais da empresa regulada para o próximo período tarifário.

Experiência de Outros Reguladores

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) utiliza o método do fluxo de caixa descontado para o cálculo de um dos componentes do Fator X, o X_e , que reflete os ganhos de produtividade na mudança de escala de negócio, conforme a seguir:

$$\text{Fator X} = X_e \times (\text{IGPM} - X_a) + X_a \quad (15)$$

X_e : componente que reflete a mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto pelo crescimento vertical (maior consumo dos consumidores existentes), quanto pelo crescimento horizontal (incorporação de novos consumidores), no período entre revisões tarifárias;

X_a : componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária; e



IGPM: número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.

Para cálculo da componente X_e do Fator X , é usada a abordagem do FCD, e são utilizadas as projeções das seguintes variáveis:

- Investimentos em Reposição e Extensão de Ativos (INV) para cada ano do período tarifário;
- Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao início e ao final do período tarifário;
- Custos Operacionais (CO) para cada ano do período tarifário;
- Depreciações (DEP) para cada ano do período tarifário; e
- Capital de Giro.

As equações que explicam como o fluxo de caixa dos ativos afeta a rentabilidade da concessionária de distribuição no período tarifário são:

$$FC_1 = RO_1 - O \& M_1 - Inv_1 \quad (16)$$

$$A_1 = A_0 - Inv_1 - D_1 \quad (17)$$

Onde,

FC_1 : fluxo de caixa da concessionária no ciclo tarifário;

RO_1 : receitas operacionais da concessionária no ciclo tarifário;

$O \& M_1$: custos de operação e manutenção da concessionária no ciclo tarifário, considerando os custos para provisão dos devedores duvidosos;

Inv_1 : custos de operação e manutenção da concessionária no ciclo tarifário, considerando os custos para provisão dos devedores duvidosos;

A_1 : valor dos ativos da concessionária ao final do ciclo tarifário;

A_0 : valor dos ativos da concessionária na data da revisão tarifária; e

D_1 : valor da depreciação acumulada no ciclo tarifário.

Vantagens e Desvantagens

A abordagem do FCD para o cálculo do Fator X assegura plena consistência entre o reposicionamento tarifário e o cálculo desse fator, contemplando estritamente os efeitos das mudanças na escala do negócio regulado. Esses efeitos são do tipo ganho de escala se a concessionária atende a uma maior demanda de clientes existentes com custos incrementais menores que os reconhecidos no reposicionamento tarifário.

Adicionalmente, permite à concessionária reter durante o período tarifário aqueles benefícios que possa obter como consequência de uma gestão mais eficiente que a definida como referência no reposicionamento.

A aplicação do método do FCD permite também determinar o valor do Fator X que deverá ser aplicado até a próxima revisão tarifária periódica, de modo a restabelecer a condição de equilíbrio econômico-financeiro,



Como em todo método do tipo *forward looking*, as desvantagens associadas ao método do FCD são os efeitos de erros nas projeções dos valores dos parâmetros da equação.

3.4 Abordagem pelo Critério do Regulador

As práticas regulatórias que caracterizam esta abordagem, em geral, consideram projeções de demanda, análise da infra-estrutura disponível, planos de investimentos da concessionária para a prestação do serviço regulado e implementação de projetos específicos. Considerando tais informações, o Regulador estima um fator de eficiência a ser obtido pela empresa regulada no próximo período tarifário.

A prática regulatória internacional registra abordagens para o cálculo do Fator X com elevado grau de subjetividade e discricionariedade, notadamente em países de cultura anglo-saxã. Nesses países o *funded judgement* (discricionariedade) do Regulador adquire um significado muito concreto, ou ainda em situações nas quais se atingiu uma plenitude de eficiência e cabe ao Regulador definir, de forma discricionária, os níveis de tarifas (*regulatory forbearance*).

Dado o elevado grau de subjetividade e discricionariedade dessa abordagem, seu uso está fortemente associado à reputação do Regulador e à tradição da prática regulatória.

3.5 Conclusão

O Fator X é o mecanismo utilizado para compartilhar os ganhos de produtividade esperados para os anos posteriores à revisão tarifária periódica.

Existem basicamente quatro abordagens para apurar o valor do Fator X pela Produtividade Total dos Fatores (PTF); pelo Critério do Regulador; por Comparação do Desempenho das Empresas (*yardstick competition*); e pelo Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

O importante é fazer a opção metodológica em função das características e do estágio em que se encontra a regulação setorial, bem como das especificidades da concessão regulada.

4. Proposta para Determinar o Fator X no Terceiro Ciclo da RT

A abordagem recomendada para cálculo do Fator X, a ser aplicado nos reajustes tarifários que ocorrem anualmente no período entre revisões tarifárias, é o Índice de Törnqvist para estimar a PTF, complementado com dados de *benchmarking* internacional

4.1 Índice de Törnqvist

Considera-se, de forma complementar à abordagem do FCD, a estimativa do Fator X através da seguinte fórmula:

$$X \equiv \left[\Delta \overline{PTF} - \Delta PTF_E \right] - \left[\Delta W - \Delta W_E \right] \quad (18)$$

Para estimar $\left[\Delta W - \Delta W_E \right]$ se considera a diferença o Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária, e a variação do IGPM (número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.)



A ΔPTF_E foi estimada recentemente por de Holanda *et. al.* (2007). Os autores estimaram que a PTF do Brasil teve um crescimento de apenas 10% entre 1992 e 2006, contribuindo com cerca de 20% do crescimento do PIB verificado no período, isto é 0,68% anual. A estimativa do crescimento da PTF para o Brasil está bem abaixo de outros países emergentes e desenvolvidos.

Para estimar $\Delta \overline{PTF}$ (se considera a seguinte fórmula):

$$PTF_{ajustada\ por\ volume} = PTF + \left(1 - \frac{1}{e}\right) \times \Delta Y \quad (19)$$

Onde,

e é a elasticidade de escala a ser determinada pela ARSESP. O valor da elasticidade de escala será determinado pela ARSESP após uma análise da informação histórica das concessionárias e, eventualmente, de uma análise de *benchmarking* com distribuidoras de outros estados ou países. O valor a ser considerado no cálculo do Fator X guardará correlação com aquele a ser aplicado no cálculo da elasticidade de escala para avaliar o plano de negócio.

ΔY é o crescimento do produto no período considerado

O ajuste de PTF realizada a través do fator e elimina todo risco de descontar ganhos de eficiência em duplicidade, isto é, o ganhos de escala devem ser levados em conta na hora de calcular o P0.

Para estimar a ΔPTF se considera a seguinte variante do índice de Törnqvist;

$$\begin{aligned} \ln PTF_{st} &= \ln \frac{\text{índice produto}_{st}}{\text{índice insumos}_{st}} = \ln \text{índice produto}_{st} - \ln \text{índice insumos}_{st} \\ &= \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M (o_{ms} + o_{mt}) (\ln q_{mt} - \ln q_{ms}) - \frac{1}{2} \sum_{n=1}^N (i_{ns} + i_{nt}) (\ln x_{nt} - \ln x_{ns}) \end{aligned} \quad (20)$$

Sendo

s e t são dois períodos de tempo

q_s e x_s representam quantidades de produtos e insumos, respectivamente

o_s e i_s representam a participação de cada produto e insumo no total, respectivamente

m e n representam a quantidade de produtos e insumos, respectivamente

Os produtos considerados são a quantidade de clientes, a energia consumida (TJ) e os km de rede. Consideram-se as seguintes participações desses produtos:

- Quantidade de clientes: 0,50
- Energia distribuída (TJ): 0,25
- Extensão da rede (km): 0,25

A ARSESP conferirá a razoabilidade desses ponderadores com a informação a ser apresentada no plano de negócios.



Os insumos considerados são os OPEX e as despesas de capital. A participação dos OPEX se obtém por meio de média da participação dos OPEX na receita total. A participação das despesas de capital se obtém por diferença com os OPEX. Para as despesas de capital consideram-se as despesas de capital regulatórias. A participação dos insumos será mantida constante no período de cálculo do índice de Tornqvist. A regra é simples: a participação dos insumos vem dada pela participação dos Opex na Receita total no momento do cálculo do P0; a participação dos Capex é calculada por diferença.

Considerando a experiência internacional, se a estimativa do Fator X através da aplicação do índice de Törnqvist der acima de 2%, se considerará 2% como a taxa apropriada para o Fator X.

4.2 Passos da Metodologia

Os passos a serem seguidos para o cálculo do Fator X segundo esta recomendação são:

1. Determinar os valores de P_0 segundo a metodologia desta Nota Técnica, sem considerar os ganhos de eficiência, mas incorporando os ganhos de escala (fator de escala)
2. Determinar ΔPTF_E
3. Calcular ΔPTF a través de Índice de Törnqvist, fazendo o seu respectivo ajuste do com os ganhos de escala do setor.
4. Determinar $\Delta W = [\Delta W - \Delta W_E]$ a través da variação dos índices de preços ao consumidor
5. Calcular o Fator X inicial considerando $X \equiv \Delta PTF - \Delta W$
6. Verificar se o valor do Fator X é superior ao 2%, em cujo caso se deve limitar este valor ao 2%.

5. Referências

- Armstrong, M; Cowan, S.e Vickers, J. (1994), *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, cap. 6, MIT Press.
- Bernstein, J. I. and D. E. M. Sappington (1998), "Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans", *NBER Working Papers* 6622, National Bureau of Economic Research, Inc.
- Burns, P. e Weyman-Jones, T. G. (1996), "Cost Functions and Cost Efficiency in Electricity Distribution: A Stochastic Frontier Approach", *Bulletin of Economic Research* 48:1, 41-64.
- Carrington, R., Coelli, T. e Groom, E. (2002), "International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution", *Journal of Regulatory Economics* 21:2 191-216.
- Coelli, T. J., D.S. P. Rao, C. J. O'Donnell and G. E. Battese (2005), *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, Second Edition, Springer, NYC.
- CREG (2002), "Asesoría para la estimación del Factor de Productividad (X) de las actividades de Distribución y Comercialización a Usuarios Regulados de los Servicios Públicos Domiciliarios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Red", *Informe Final*, Bogotá, Colômbia.
- de Holanda Barbosa Filho, F., S. de Abreu Pessoa, F. A. Veloso (2007): "Evolução da Produtividade Total dos Fatores na Economia Brasileira com Ênfase no Capita Humano – 1992-1996", Fundação Getúlio Vargas, RJ.



- Farrell, M.J. (1957), "The measurement of productive efficiency", *Journal of the Royal Statistical Society*, Series A, General 120 (III), 253-281.
- Lawrence, D. and E. Diewert (2006), "Regulating Electricity Networks: The ABC of Setting X in New Zealand", in T. Coelli and D. Lawrence eds. (2006) *Performance Measurement and Regulation of Network Utilities*, Edward Elgar Publishing Limited, UK.
- Littlechild, S. (1983), "Regulation of British Telecommunications' profitability: report to the Secretary of State", Department of Industry, London.
- Neuberg, L. G. (1977), "Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems", *Bell Journal of Economics*, vol. 8: 302-22.
- Office for Energy Regulation (2002-a), 'Yardstick Competition Regional Electricity Network Companies', Second Regulatory Period Information and Consultation Document, The Netherlands
- Office for Energy Regulation (2002-b), 'Annex A to the decision approving the method for determining the price cap to promote efficient operations', The Netherlands
- Ofgem (1999), "Review of Public Electricity Suppliers 1998-2000", Final Proposals, www.ofgem.gov.uk .
- Ofgem (2003), 'Productivity Improvements in Distribution Network Operators', Final Report submitted by Cambridge Economic Policy Associates Ltd.
- Shuttleworth, G. (1999), "Regulatory Benchmarking: a Way Forward or a Dead-End?", NERA Energy Regulatory Brief, October 1999.

6. Apêndice do Anexo VII

6.1 A experiência internacional

A experiência internacional no uso do benchmarking para estimar os Fatores X de eficiência mostra que a efetividade do processo depende em boa medida da disponibilidade de dados. É sabido que se a disponibilidade de dados é endógena ao processo regulatório, então há espaço para que o processo de *benchmarking* gere comportamentos das empresas. Se esse não for o caso, e o impacto do *benchmarking* na eficiência das empresas pode ser alto e o regulador pode aplicar sem dificuldades a técnicas mais recebidas, então o uso do *benchmarking* pode aportar muito valor ao processo regulatório.

Com relação à base de dados, um dos desafios mais importantes é determinar aquelas variáveis chaves em uma análise de eficiência. Essas variáveis devem:

- nortear o processo de geração de custos;
- estar fora do controle da distribuidora;
- ser de fácil acesso que permita a construção de uma base de dados.

As seguintes tabelas resumem algumas experiências internacionais.



Tabela 1 Resumo de algumas experiências internacionais

País	Tipo de Regulação	BRR	Origem dos ativos	Fator X
Austrália - NSW	<i>Weighted Average Price Cap</i>	ODRC no início, logo <i>Roll-forward</i>	Emp. real	DEA, SFA e outros
Austrália - Victoria	<i>Price Cap</i>	ODRC	Emp. Real Adaptada	Parcial (OPEX da indústria)
Noruega	<i>Revenue Cap</i>	Valor de livro no início	Emp. real	DEA/receita
Países Baixos	<i>Price Cap</i>	Valor de livro no início	Emp. Real	DEA/receita
Inglaterra	<i>Price Cap</i>	VM	Emp. Real	COLS/OPEX
Nova Zelândia	<i>Light Regulation</i>	ODV		

Tabela 2 Estimações de crescimento da Produtividade

País	PTF	PPF Opex	Comentário
Reino Unido	1,3%		Taxa de crescimento de tendência no período 1974-1999.
Distribuidoras da Grã-Bretanha	4,2%	7,7%	Crescimento de tendência em um período de 10 anos.
Água e saneamento da Grã-Bretanha	2,6%	5,0%	PTF, com ajuste por qualidade de serviço, 1995/6-2001/2
Distribuição na Noruega	0,2%	1,6%	Crescimento de tendência em um período de seis anos
Distribuição na Alemanha	1,2%	4,7%	Crescimento de tendência em um período de dez anos
Distribuição nos Estados Unidos	2,2%	0,5%	Crescimento de tendência em um período de dez anos

Fonte: CEPA (Ofgem, 2003)



Austrália

A regulação na Austrália varia segundo o estado. No estado de Victoria o sistema de preço teto utilizado é diferencial. O valor do Fator X é calculado de forma que a empresa mantenha uma rentabilidade igual ao seu custo de capital. O valor do Fator X está na faixa de 1% anual.

No estado de *New South Wales* também se utiliza a regulação tipo preço teto. O regulador é o *Independent Pricing and Regulatory Tribunal* (IPART). O IPART utiliza a metodologia do DEA para estabelecer um fator de eficiência diferenciado por empresa distribuidora, segundo a eficiência relativa de cada empresa com relação à fronteira de eficiência, e levando em conta a evolução da produtividade da indústria.

O interessante da experiência do IPART é que a própria lei (The Code) estabelece a aplicação de técnicas de benchmarking para determinar os custos ao nível agregado. No contexto da revisão tarifária de empresa AGL Gás Network Ltd (AGLGN) no ano 1999, o IPART encomendou uma análise à Carrington et al. (2002). O objetivo do estudo foi determinar o Fator X com base em técnicas de *benchmarking*, segundo o estabelecido pela lei.

Em 1998 AGLGN servia 755.000 consumidores no Estado de Nova Gales do Sul. Em Austrália operavam outras seis empresas distribuidoras, com tamanhos muito diferentes. Considerando o pequeno tamanho da amostra, os autores adicionaram empresas de gás dos EUA. Aplicaram-se técnicas de benchmarking (COLS, DEA, SFA, e índices de produtividade parcial) a uma amostra de 59 empresas (52 dos EUA e 7 da Austrália⁵⁵).

O IPART utilizou os resultados do estudo para determinar o Fator X que aplicou para reduzir anualmente as despesas operacionais da empresa AGLGN. Embora se identificasse o modelo DEA como o mais robusto, os resultados encontrados através da aplicação dos modelos SFA e COLS foram totalmente compatíveis com os do modelo DEA. Aliás, determinou-se que o desempenho de AGLGN é comparável ao resto das empresas australianas, desde que os custos de marketing fossem excluídos. Finalmente estabeleceu-se que a AGLGN deveria ser capaz de atingir a taxa de crescimento de tendência da produtividade da indústria nacional, isto era 3,0% anual. Segundo isso, determinou-se que os custos totais, excluindo os custos de marketing, deveriam se reduzir 3% a cada ano.

O IPART pensa que as técnicas de *benchmarking* através de abordagens formais (por ex., DEA) providenciam um importante recurso para determinar os custos eficientes. Porém, a utilização dos resultados do *benchmarking* para a determinação do Fator X nunca deve ser realizada em forma direta. Os resultados do *benchmarking* devem ser combinados com outra informação relevante, incluindo a informação das empresas referida a possíveis fatores omitidos. Quanto mais robusto for o modelo, maior será o peso que os seus resultados tenham na decisão final do regulador

Grã-Bretanha

Embora a Inglaterra constitua o exemplo de maior experiência em matéria de regulação por incentivos e de determinação do Fator X, verifica-se que os detalhes sobre a metodologia e os cálculos do Fator X adotados pelos Reguladores britânicos não são de acesso público, pois não existe documentação ou literatura disponível a esse respeito. Tal fato, associado à influência da opinião pública sobre as decisões do Regulador, torna correto afirmar que, na Inglaterra, a definição do Fator X está longe de ser um processo transparente de determinação dos ganhos esperados e envolve uma grande dose de discricionariedade por parte do Regulador.

⁵⁵ AGLGN no Estado de Nova Gales do Sul, AGLGN na cidade de Camberra, Envestra no Estado de Austrália do Sul, Envestra e Allgas no Estado de Queensland, Multinet Gas, Stratus Networks e Westar no Estado de Victoria.



Embora a Ofgem use a técnica de *benchmarking*, a mesma é só usada para a determinação dos custos operacionais (Opex). Os Opex são só um componente na determinação do preço teto (*price cap*).

No ano 2003 a Ofgem encomendou a consultora CEPA uma análise de PTF para os setores de rede. A estimativa realizada pela CEPA para a Ofgem (2003) encontrou que a PTF para a economia britânica é de 1,3%. A análise mostra que os operadores de redes de distribuição de energia têm experimentado importante crescimento na PTF. A tabela seguinte resume a taxas achadas:

	Intervalo	Estimativa central
ΔPTF esperada para as distribuidoras britânicas de energia	1,2%-3,4%	2,4%
ΔPTF_E esperada para a economia britânica		1,3%
$[\Delta PTF - \Delta PTF_E]$ esperada		1,1%
Crescimento esperado na eficiência na operação das distribuidoras britânicas de energia ΔPPF	2,0%-5,0%	3,5%
$[\Delta PPF - \Delta PTF_E]$		2,2%

Fonte: CEPA (Ofgem, 2003)

Países Baixos

A regulação holandesa da distribuição de energia elétrica e gás é feita pela *Office of Energy Regulation* (DTe), uma entidade sob a regência do Ministério de Assuntos Econômicos. Até o ano 2004, o enfoque adotado era do tipo "*Price Cap*", mas em 2004 o mercado liberou-se completamente e a regulação passou a ser de tipo "branda" ("*light regulation*"). Baixo o *Price Cap*, as tarifas eram ajustadas pela DTe segundo a fórmula disposta pela Lei⁵⁶:

$$p_t = \left(1 + \frac{cpi_t - x_t}{100} \right) p_{t-1} \quad \text{onde}$$

p_t = preço do período t

p_{t-1} = preço do período $t-1$

cpi = o câmbio no índice de preços ao consumidor

x_t = o fator de desconto para a promoção da eficiência

A Lei holandesa estabelecia que o período de revisão tarifária deveria ser de um mínimo de 3 anos ao um máximo de 5 anos. Três empresas distribuidoras representam mais de 80% do mercado.

⁵⁶ *Electricity Act 1998, Section 41*. Para a regulação dos encargos por conexão a rede de transporte, a fórmula é de tipo "*revenue cap*" (ver Office for Energy Regulation (2004)):

$$RM_t = \left(1 + \frac{cpi_t - x + q}{100} \right) RM_{t-1} \quad \text{onde } RM_t \text{ e } RM_{t-1} \text{ são as receitas máximas permitidas dos períodos } t \text{ e } t-1, cpi_t \text{ é o índice de preços ao consumo, } x \text{ é o fator de desconto para a promoção da eficiência, } q \text{ é um fator de ajuste por qualidade}$$

q é um fator de ajuste por qualidade



Com relação ao Fator X, a lei estabelece que o mesmo tem que ser uniforme para todas as distribuidoras. Depois de um complicado período de revisão do fator X, chegou-se a um acordo com as distribuidoras para fazer dois ajustes: um que ia de 2001 até 2003, e outro que ia de 2004 até 2006. Para o primeiro período fixou-se uma taxa de 3.2% para o fator X. Para o seguinte período, haveria três fatores X. Durante o segundo período as tarifas convergirão à média, e ineficiências suplementarias ainda não removidas no primeiro período, serão eliminadas.

Na metodologia aprovada no ano 2000, o desempenho de cada empresa é comparado com a empresa mais eficiente (*yardstick competition*), mediante a tarifa média ponderada pelo tipo de consumidor. O Fator X é baseado na média da melhora da eficiência do setor. Para evitar que os ganhos de eficiência sejam a custa da qualidade e confiabilidade do serviço, também incluir-se-á a regulação da qualidade do serviço. Nesse marco, as empresas com maiores investimentos em qualidade, terão uma maior receita máxima aprovada, segundo o modelo de *yardstick*. Na determinação do índice padrão para a comparação, só serão incluídas aquelas empresas que tenham eliminado as ineficiências ao ano 2000⁵⁷.

A metodologia seguida pela DTe foi a do DEA.

É importante prestar atenção a que o processo de RT na Holanda experimentou muitos problemas⁵⁸. No plano normativo, a má experiência regulatória dos anos 2000 a 2003, levou ao Parlamento a aprovar uma nova Lei, em Julio de 2004, com mais opções para os consumidores e mais atribuições para o Regulador.

Nova Zelândia

A regulação dos setores de energia elétrica e gás na Nova Zelândia é realizada pela Comissão de Comércio. A Comissão considera que um enfoque híbrido consistente em um ajuste da Margem Máxima (P_0) e o Fator X é a forma apropriada para abordar o incentivo regulatório para o primeiro período de controle tarifário. O Fator X é determinado por três componentes: um fator B que reflete o crescimento na produtividade total dos fatores (PTF) da indústria; um fator C_1 que reflete o desempenho comparado da produtividade, e um fator C_2 que reflete os lucros comparados. Esses fatores X são determinados através da modelagem quantitativa usando métodos de PTF e funções de custos.

Em 1999, no setor elétrico, os negócios de distribuição e comercialização foram formalmente separados. Em dezembro de 2003 a Comissão publicou os limites dos fatores X mencionados a serem atingidos pelas 28 distribuidoras a partir de 2004. O fator B foi calculado usando índices de Fischer com dados agregados da indústria. O fator C_1 , representando o desempenho relativo na produtividade, foi calculado através da PTF; os índices de eficiência foram também estimados por funções de custos através de métodos econométricos, permitindo assim uma comparação com os valores achados pelos índices de PTF. A lógica detrás do fator C_1 é que aquelas distribuidoras com baixo desempenho relativo não deveriam apresentar problemas para um fácil "catch-up", e, portanto, atingir um desempenho acima da média da PTF; pelo contrário, aquelas distribuidoras com desempenho acima da média da PTF terão fatores C_1 negativos. O fator C_2 , representando o desempenho relativo dos lucros, é determinado por taxas de retorno residuais calculadas de uma base de dados. A lógica detrás do fator C_2 é que aquelas distribuidoras com ganhos acima da média recebem fatores X mais exigentes (fator C_2 positivo). Os fatores C_1 e C_2 são considerados medidas conjunturais, enquanto o fator B é o que marca a eficiência de longo prazo da indústria. O fator X pode ser expresso assim:

⁵⁷ Ver Office for Energy Regulation (2002)

⁵⁸ Ver Nillesen, Paul H L e Michael G Pollitt (2004). Con data 1º de Novembro de 2005, foi nomeado o novo Diretor da DTe.



$$X \equiv [\Delta PTF - \Delta PTF_E] - [\Delta W - \Delta W_E] - \Delta M$$

O primeiro componente $[\Delta PTF - \Delta PTF_E]$ reflete a diferença entre o crescimento da produtividade do setor e o crescimento da produtividade da economia; o componente $[\Delta W - \Delta W_E]$ reflete a diferença entre o crescimento dos preços dos fatores de produção do setor e o crescimento dos preços da economia; o componente ΔM reflete ganhos acima da média do setor. É importante levar em conta que este esquema de diferencial de produtividades é geralmente adotado quando dados do setor são usados para estimar o fator X. Nesse sentido, vale notar a diferença entre o nível da produtividade e a taxa de crescimento, desde que uma empresa com alta produtividade terá baixa taxa de crescimento da produtividade, já que provavelmente tenha eliminado a maior parte das ineficiências e a taxa de crescimento deveria ser similar à da indústria.

Lawrence e Diewert (2006) estimaram que a ΔPTF para o setor seria de 2.1%, considerando o período 1996 a 2002; a ΔPTF_E foi estimada em 1.1%. Supôs-se que $[\Delta W - \Delta W_E] = 0$. Com esses valores o fator B fica em 1,0%.

Colômbia

A regulação do setor de gás canalizado na Colômbia está baseada no esquema de preço teto. O ajuste de preços leva em conta o Fator X.

$$D_t = D_{t-1} \times (1 + (\text{IPC}_{t-1} - X_d))$$

Sendo

D_t : margem máxima media permitida pelo uso da rede de distribuição

IPC_{t-1} : variação do índice de preços ao consumidor nos últimos 12 meses

X_d : Fator de eficiência. O valor foi estabelecido em 2%

As estimações realizadas para o setor de gás canalizado na Colômbia dão que a ΔPTF estaria no intervalo 2,4%-3,6%; compartilhando a ΔPTF entre as empresas e os consumidores, a Fator X estaria entre 1,2% e 1,8%.

6.2 A determinação do fator X através da TFP

Segundo um esquema de regulação tipo preço teto, o reposicionamento tarifário é igual a:

$$\Delta P = \Delta W - X - \Delta M$$

Onde

ΔW : crescimento nos preços dos insumos

X: fator X

ΔM : renda monopólica

Para determinar o fator X é preciso abordar primeiro o conceito de crescimento da produtividade total dos fatores ΔTFP . A ΔTFP é a relação entre o crescimento na produção vis-à-vis o crescimento no uso dos fatores de produção (insumos):

$$\Delta PTF \equiv \left[\frac{Y^1/Y^0}{X^1/X^0} \right] \quad (9)$$



Onde

Y^t e X^t são o produto agregado e os insumos⁵⁹ no momento t , respectivamente.

Substituindo Y^t por a Receita total (R^t) e o preço médio do produto (P^t), e X^t por Custos totais (C^t) e o preço médio dos insumos (W^t), fica:

$$\Delta PTF \equiv \left\{ \frac{[R^1/R^0]/[P^1/P^0]}{[C^1/C^0]/[W^1/W^0]} \right\} \quad (10)$$

Sendo (R^t):

$$R^t = M^t C^t \quad (11)$$

Onde C^t são os custos totais, incluindo a remuneração do capital pela WACC, e o C^t é o mark-up sobre os custos (ganhos acima do normal). Em condições normais, M^t é igual a 1, desde que a empresa só recebe o custo de oportunidade reconhecido pelo regulador. Substituindo R^t temos:

$$\Delta PTF \equiv \frac{[M^1/M^0][W^1/W^0]}{[P^1/P^0]} \quad (12)$$

Arrumando a equação e substituindo P^1 , M^1 e W^1 , temos

$$[P^1/P^0] \equiv [P^0(1+\Delta P)/P^0] \equiv [M^0(1+\Delta M)/M^0][W^0(1+\Delta W)/W^0]/\Delta PTF \quad (13)$$

Com taxas de crescimento pequenas a equação de acima é quase equivalente a:

$$\Delta P \approx \Delta M + \Delta W - \Delta PTF \quad (14)$$

A equação (14) é a mais importante na ótica regulatória. Isto é, assumindo que não há lugar para preço monopólico ($\Delta M = 0$), o reposicionamento tarifário tem que levar em conta os câmbios nos preços dos insumos menos os ganhos de produtividade. O componente ΔPTF seria o crescimento médio na PTF das empresas do setor.

Voltando a (12) para a economia em conjunto temos:

$$[P_E^1/P_E^0] \equiv \frac{[W_E^1/W_E^0]}{[\Delta PTF_E]} \quad (15)$$

Arrumando (15) de forma que:

$$1 = \frac{\Delta PTF_E [P_E^1/P_E^0]}{[W_E^1/W_E^0]} \quad (16)$$

Substituindo (16) em (13) temos:

$$\Delta P = \Delta P^E + \Delta M + [\Delta W - \Delta W_E] - [\Delta PTF - \Delta PTF_E] \quad (17)$$

⁵⁹ Tem que diferenciar o "X" do fator X do X dos insumos.

⁶⁰ Aplicando logaritmos e lembrando que $\ln(1+\Delta x) \approx \Delta x$
 $\Delta x \rightarrow 0$



O que torna o fator X como:

$$X \equiv [\Delta PTF - \Delta PTF_E] - [\Delta W - \Delta W_E] - \Delta M \quad (18)$$

Se o crescimento na produtividade do setor é igual ao crescimento da produtividade da economia, e o mesmo acontece com os preços dos fatores de produção, e não há renda monopólicia, então o fator X é zero.

ANEXO VIII – CRITÉRIOS GERAIS PARA A DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

O presente relatório tem como objetivo estabelecer os principais critérios a considerar-se na determinação da estrutura tarifária resultante do processo de revisão de tarifas em curso.

Os princípios gerais que devem cumprir as tarifas têm sido abordados na revisão tarifária anterior e surgem também da normativa vigente e dos Contratos de Concessão, pelo qual, não são objeto de modificações.

As concessionárias de distribuição podem propor modificações na estrutura tarifária de acordo com a sua experiência no conhecimento da demanda e, cumprindo com as pautas estabelecidas, as principais mudanças com respeito à estrutura tarifária vigente se originam em dois aspectos:

- A. A separação da remuneração das atividades de distribuição e comercialização
- B. A determinação de tarifas diferenciadas para os grandes usuários, com consumos superiores a 500.000 m³/mês e com fatores de carga elevados. Os usuários que migrarem para o novo segmento tarifário manterão os seus contratos vigentes atualmente na íntegra, inclusive os descontos praticados. A justificativa é de que a criação do novo segmento não deve trazer prejuízos aos usuários qualificados para a migração.

Na seção seguinte serão abordados os princípios e critérios gerais para guiar a elaboração da estrutura tarifária, na seção 3 se propõe uma metodologia específica indicando as etapas ou fases do procedimento, na seção 4 se expõem alguns critérios para a determinação de tarifas diferenciadas para grandes usuários com alto fator de carga, na seção 5 se descreve a análise de impacto da estrutura tarifária e na seção 6 se indica a informação que deverá ser apresentada pelas concessionárias.

1. Princípios, objetivos e critérios gerais para a definição da Estrutura Tarifária

Os princípios gerais que servirão de guia para a elaboração de critérios específicos para a determinação da estrutura tarifária são os que surgem da normativa vigente e dos contratos de concessão:

1.1 Neutralidade

A aplicação das tarifas para cada segmento ou classe de serviço deve permitir a recuperação das receitas associadas à Margem Máxima aprovada para o ciclo tarifário. Quer dizer que o nível tarifário e sua estrutura devem ser consistentes.



1.2 Não Discriminação

Não deve ser tratado de maneira diferente usuários similares. As diferenças nas taxas podem resultar em diferentes situações com base nos seguintes conceitos:

- Diferentes tipos e formas de serviços
- Localização dos usuários
- Diferentes condições de serviço

O ponto de partida para as taxas e encargos a ser aplicada no terceiro ciclo será a estrutura tarifária atualmente em vigor.

Se a concessionária propõe quaisquer alterações aos segmentos ou classes de serviço, para além dos propostos no presente, deverá fundamentar tal mudança baseada nos princípios e nos objetivos acima descritos.

Em especial, a proposta deve estar baseada em avaliações que mostram que a alteração proposta alinha melhor a estrutura de taxas para as características de consumo ou diferenças nos custos.

No caso de serem propostos novos segmentos ou categorias, estes devem contar com uma análise de custos que mostre os diferentes custos de outros segmentos / classes da estrutura, ou outra curva de consumo agregado do grupo (em relação a outros segmentos / classe estrutura).

As diferenças nas curvas de consumo podem ser verificados com base em alguns dos seguintes parâmetros:

- Ocorrência do máximo (pico) consumo
- Fator de Carga
- Sazonalidade
- Localização na rede

1.3 Estabilidade

Será priorizada a previsibilidade e estabilidade dos preços a usuários finais de gás canalizado. Toda proposta que implique uma mudança muito significativa dos níveis relativos das tarifas de algum segmento de usuários deverá ser acompanhada de um plano de implementação gradual.

1.4 Responsabilidade dos Custos

Um dos critérios de uso mais difundido quando se desenham estruturas tarifárias é que as tarifas sejam responsáveis pelos custos e as gerem. Os principais fundamentos econômicos do objetivo baseiam-se no sinal que se fornece aos diferentes clientes para que as decisões de consumo sejam eficientes. Pelo contrário, se as tarifas não refletem custos, podem sobreutilizar-se serviços de alto custo e subutilizar-se serviços de baixo custo, provocando perdas de eficiência e maiores custos para o sistema em seu conjunto.

Em consequência, quando se analisam as metodologias de atribuição de custos com relação a sua incidência no desenho da estrutura tarifária, é necessário levar em conta o objetivo de “refletividade de custos”, de maneira que se atribuam aos diferentes segmentos ou classes de serviço os custos que a cada um deles gera.

No entanto, as características da atividade de distribuição de gás, a qual apresenta custos comuns associados à prestação do serviço de distribuição por meio de uma rede integrada a diversos tipos de clientes, dificultam a aplicação prática do critério de refletividade de custos para o desenho de estruturas tarifárias.



A existência de custos compartilhados por diferentes serviços e classes de clientes costumam caracterizar-se como “economias de alcance”⁶¹. Quando uma atividade, neste caso a distribuição de gás por redes, apresenta economias de alcance”, o custo total de prestar os diferentes serviços às diferentes classes de clientes em forma conjunta, por meio de uma rede integrada, é menor que a soma dos custos de prestação da cada serviço aos diferentes tipos de cliente em forma separada (por meio de redes diferentes).

Estas características têm levado a que as metodologias de atribuição com fins tarifários, se possam distinguir duas grandes categorias de custos: os custos diretamente atribuíveis a determinadas classes de serviço e os custos comuns ou compartilhados.

Os custos correspondentes à primeira das categorias mencionadas costumam ser denominados na literatura de economia da regulação como “custos incrementais”.

Os custos incrementais podem definir-se como o aumento do custo total se um grupo (classe) de consumidores decide usar o sistema ou injetar um volume adicional de gás ao sistema.

Outra forma de defini-los é: os custos incrementais são os custos evitáveis se um grupo de consumidores decide não usar o sistema ou transportar uma menor proporção de gás por meio do sistema.

Na atividade de distribuição pode notar-se que a soma dos custos incrementais das diferentes classes de serviço ou de cliente é inferior ao custo total de prestação, justamente pela existência de custos comuns ou compartilhados. Uma primeira conclusão desta análise é que, para permitir a sustentabilidade econômica da concessão, as tarifas dos diferentes serviços ou classes de usuários devem ser superiores aos custos incrementais dos mesmos, já que caso contrário não poderia ser remunerado o custo total de prestação (o nível tarifário seria insuficiente).

Em termos da estrutura tarifária, esta análise permite concluir que uma condição necessária para que as tarifas cumpram com o objetivo de refletir os custos é que, a cada segmento ou classe de serviço, sejam atribuídos os custos incrementais correspondentes, os quais podem se identificar como os custos diretos correspondentes a essa classe.

Note-se que este critério, e o critério de que a Margem Máxima a nível agregado coincida com os custos econômicos de prestação (que a TIR esperada iguale o custo do capital), são as condições suficientes para que as tarifas de distribuição estejam livres de subsídios cruzados⁶².

As particularidades assinaladas permitem concluir que existem diversas variantes de atribuição de custos que cumpram com um critério restritivo de refletividade de custos e que gerem tarifas sem subsídios cruzados. Estas variantes estarão determinadas por diferentes formas de atribuição dos custos comuns ou compartilhados entre os segmentos ou classes de serviço.

⁶¹ “economies of scope” na literatura anglo saxônica.

⁶² Segundo o critério mais difundido, uma estrutura tarifária livre de subsídios cruzados deve cumprir três condições:

- a) Benefícios nulos (Rendimentos gerados = Custos econômicos incluindo um retorno razoável sobre o capital)
- b) Cada subconjunto de serviços deve gerar rendimentos maiores ou iguais ao Custo Incremental de produção desse subconjunto
- c) Cada subconjunto de serviços deve gerar, como máximo, um nível de rendimento igual ao que geraria prestá-lo de forma isolada (stand alone cost)

(a condição c é satisfeita quando se cumprem as condições a e b; igualmente a condição b é satisfeita quando se cumprem a e c)



De fato, as metodologias conhecidas como “custos plenamente distribuídos” (fully distributed costs), requerem utilizar critérios de atribuição de custos comuns que implicam, em certo ponto, decisões discretivas (por exemplo, a eleição da variável de distribuição de custos ou driver –volume vendido, número de clientes, capacidade contratada- correspondente a cada ramo de custo) e a estrutura tarifária resultante não necessariamente é a mais eficiente.

Esta caracterização explica por que as estruturas tarifárias resultantes de metodologias de atribuição completa de custos costumam ser contrastadas com informação de demanda (como a resposta dos clientes ante mudanças de preços –elasticidades- ou sua valoração do serviço -disposição a pagar-).

Desde um ponto de vista prático, dado que com freqüência não se dispõe de estimativas robustas das “funções de demanda”, existem alguns elementos que são considerados para avaliar a competitividade e eficiência das tarifas finais, entre os quais se encontram os seguintes⁶³:

- Preço dos combustíveis substitutos: diferente para residenciais, indústrias e GNC veicular
- Risco by pass: distância a respeito do sistema de transporte principal e os volumes de consumo dos grandes usuários comparados com o custo de um ramal alternativo (quando é possível o by pass físico ou a concorrência na infra-estrutura)
- As receitas dos lares incidem na disposição a pagar: diferentes demandas de diferentes usuários R
- Sazonalidade/*temporalidade da demanda: serviços firmes e interrompíveis.

Neste contexto pode entender-se também a flexibilidade que os marcos normativos outorgam às agências regulatórias em diferentes países, para definir a estrutura tarifária, em particular com respeito à atribuição de custos comuns.

Exemplo:

Um exemplo dos critérios expostos é o caso australiano, onde o Código de Acesso⁶⁴ fixa algumas pautas mínimas respeito da alocação de receitas e custos entre serviços. Segundo este Código as tarifas de cada serviço devem estar desenhadas para recuperar uma porção dos custos que deverá incluir⁶⁵:

- a) todos os custos (incluídos os de capital) diretamente atribuíveis ao serviço
- b) uma fração dos custos (incluídos os de capital) atribuíveis à provisão do serviço em conjunto com outros serviços; esta fração deve ser justa e razoável e cumprir com os objetivos gerais do desenho tarifário

Os objetivos gerais que devem satisfazer a política tarifária são⁶⁶:

- (a) Dotar ao concessionário a oportunidade de obter um fluxo de receitas que recupere os custos eficientes de prestação do serviço durante a vida esperada dos ativos utilizados para a entrega de tal serviço;
- (b) replicar os resultados de um mercado competitivo;

⁶³ Uma observação relevante é que as comparações com fontes alternativas de energia devem ser realizadas no nível de tarifas finais (e não só da margem de distribuição) as quais poderiam estar incorporando distorções relacionadas com os demais segmentos da indústria.

⁶⁴ Este código é aplicável às atividades de transporte e distribuição.

⁶⁵ “National Third Party Access Code for Natural Gas Pipeline Systems”, Seção 8 “Reference Tariff Principles”, parágrafo 8.38 “Allocation of Revenue (Costs) between Services”. Estes critérios são aplicáveis à atribuição entre usuários (parágrafo 8.43 “Allocation of Revenue (Costs) between Services”).

⁶⁶ “National Third Party Access Code for Natural Gas Pipeline Systems”, Párrafo 8.1 “General Principles”



- (c) assegurar a operação segura e confiável do sistema;
- (d) não destorcer as decisões de investimento;
- (e) eficiência no nível e a estrutura tarifária;
- (f) prover incentivos ao concessionário para reduzir custos e desenvolver o mercado.

1.5 Objetivos vinculados com o Unbundling

Os dois objetivos gerais que guiarão da elaboração da proposta metodológica para a separação dos encargos de comercialização e fixação das tarifas por uso do serviço de distribuição ou encargos de acesso serão:

- Promover a concorrência na comercialização: Este objetivo estará orientado a incentivar que aqueles novos comercializadores que ofereçam serviços de qualidade e operem com eficiência, possam competir em condições niveladas com as distribuidoras ou seus comercializadores vinculados.
- Permitir a sustentabilidade do serviço de distribuição: Este objetivo procura evitar distorções na estrutura tarifária resultante do processo de desagregação de serviços (a qual implicará a determinação de tarifas por uso do serviço de distribuição ou encargos de acesso e encargos de comercialização) que pudessem possibilitar a erosão do financiamento da atividade regulada.

Os objetivos específicos a conseguir por meio da metodologia de cálculo serão os seguintes:

- Prover/validar uma correta atribuição de custos entre grandes atividades (distribuição e comercialização).
- Prover cálculos de custos desagregados das sub-atividades que compõem os custos de comercialização;
- Prover cálculos de custos desagregados das sub-atividades (medição, manutenção de medidores, entre outras) da distribuição, mas que potencialmente podem ser prestadas em competição.
- Prover cálculos de tarifas por uso do serviço ou de distribuição para cada tipo de serviço.

2. Metodologia específica para o cálculo das Tarifas por Uso de Distribuição e Encargo de Comercialização a incluir em tarifas

A implementação da metodologia de cálculo da estrutura tarifária a um nível de maior detalhe se encontra vinculada a dois aspectos principais:

- As variantes específicas de atribuição de custos
- A decisão respeito da estruturação das tarifas por uso do serviço de distribuição ou encargos tarifários de acesso para os Usuários Livres. Esta decisão engloba diferentes aspectos:
 - No caso de se manter a estrutura de tarifas finais para as tarifas por Uso do Sistema de Distribuição. Neste caso propõe-se que as tarifas por uso de distribuição mantenham uma estrutura similar às tarifas finais de forma tal que a soma das tarifas por uso de distribuição, os encargos por comercialização, e o custo do gás em citygate, sejam iguais às tarifas. Esta metodologia aparece como a mais recomendável para iniciar o processo de transição para uma maior



concorrência na comercialização e para evitar pôr em risco a sustentabilidade da estrutura tarifária.

- No caso que os encargos de comercialização para os usuários que permaneçam na distribuidora se calculam como parte dos encargos fixos, dos encargos volumétricos ou dos encargos de capacidade. A respeito, tal decisão dependerá das características que denotem os custos que se identifique correspondem a tal atividade.

Conquanto os aspectos de detalhe no que se refere à implementação da metodologia deverão ser abordados simultaneamente com o desenvolvimento do modelo de cálculo de tarifas, a seguir serão descritas as principais características e etapas que deverão ser adotadas assim como suas interrelações.

O objetivo do modelo de cálculo a desenvolver deverá ter a suficiente flexibilidade para simular diferentes cenários de determinação das tarifas, das tarifas por uso do sistema de distribuição e os encargos de comercialização.

2.1 Etapas do modelo de cálculo

Desagregação de custos de distribuição e comercialização

Compreende a separação dos itens de custos correspondentes às atividades de:

- a. Comercialização, que incluirá os custos de faturamento, cobrança, publicidade, marketing e outros.
- b. Distribuição, que incluirá os custos de diversas sub-atividades: rede (alta, média e baixa pressão, conexões), serviços a clientes, administração. Serão mantidos separados os custos de medição (fornecimento, manutenção e leitura de medidores)

Classificação de custos

Serão identificados os custos diretos para as diferentes classes de serviço, e serão classificados os custos indiretos/comuns para sua posterior alocação.

Alguns itens de custos correspondem somente a determinados clientes (por exemplo, os custos vinculados à rede de baixa pressão) enquanto existem outros custos que estão originados em instalações ou atividades compartilhadas por todos os clientes (rede de alta pressão, custos de administração).

Distribuição de custos

Os custos diretos geralmente se encontram atribuídos a determinados clientes enquanto que os indiretos requerem selecionar um critério de distribuição, para o qual serão utilizados indicadores (“drivers”) que relacionem os custos com a demanda (quantidade de clientes, capacidade, volume) das diferentes classes de serviço.

Alguns custos podem ter uma alocação primária direta a grupos de clientes e uma alocação secundária entre os clientes do grupo de acordo com os indicadores/drivers.

Cálculo da Margem Máxima de distribuição e comercialização por segmento ou classe de serviço

Uma vez atribuídos os custos, será realizado o cálculo do requerimento das receitas para cada segmento e atividade segundo a metodologia de cálculo de fluxo de caixa descontado, utilizada para a determinação da Margem Máxima inicial.

A seguir estão expostas as equações que refletem o mencionado cálculo.



DISTRIBUIÇÃO:

$$IRD_j = \left[BD_{j,0} + \sum_{i=1}^{i=5} d^i (OD_{j,i}(1-w) + ID_{j,i} - w \cdot DD_{j,i}) - d^5 BD_{j,5} \right] \frac{1}{(1-w)} \quad [1]$$

Onde:

IRD_j = Receita da atividade de Distribuição requerida para o segmento ou classe de serviço j (Residenciais, Comerciais, Industriais, GNV, Termoelétricas e Cogeração)

d é o fator de desconto determinado a partir da taxa de desconto r que representa o custo de capital⁶⁷: $d = \frac{1}{1+r}$

$BD_{j,0}$ = valor da BRRL atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j no início do quinquênio

$BD_{j,5}$ = valor da BRRL atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j no final do quinquênio

OD_j = OPEX atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento j

ID_j = CAPEX ou investimentos atribuídos à atividade de Distribuição e ao segmento j

DD_j = Depreciações da BRRL atribuída à atividade de Distribuição e ao segmento j

w é a taxa aplicável do imposto de renda

i = cada ano do ciclo tarifário

COMERCIALIZAÇÃO:

$$IRC_j = \left[BC_{j,0} + \sum_{i=1}^{i=5} d^i (OC_{j,i}(1-w) + IC_{j,i} - w \cdot DC_{j,i}) - d^5 BC_{j,5} \right] \frac{1}{(1-w)} \quad [2]$$

A nomenclatura é a mesma que da equação [1], mas para a atividade de comercialização (C)

NEUTRALIDADE:

A condição para cumprir o princípio de neutralidade é que a soma das receitas requeridas por segmento ou classe de serviço iguale às receitas calculadas como produto da margem máxima inicial (P_0) e o volume de gás canalizado distribuído (V), tal como se expõe na equação [3] a seguir:

⁶⁷ Para facilitar a exposição, nesta seção não está incluído o pagamento de impostos aos lucros no fluxo de fundos, pelo fato de que a taxa de desconto representaria o custo do capital antes de impostos.



$$\sum_j (IRD_j + IRC_j) = P_0 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} d^i \cdot V_i \quad [3]$$

A sua vez, a nível global o requerimento de receita deve resultar consistente com a metodologia de fluxo de caixa descontado agregada utilizada no cálculo do P_0 , cujos componentes de custo correspondem à soma dos custos atribuídos por atividade e categoria:

$$P_0 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} d^i \cdot V_i = \left[B_0 + \sum_{i=1}^{i=5} d^i (O_i(1-w) + I_i - w \cdot D_i) - d^5 B_5 \right] \frac{1}{(1-w)} \quad [4]$$

Determinação das Tarifas por Uso do Sistema de Distribuição e encargos tarifários

Nesta etapa são definidos os encargos aplicáveis que poderão ser fixos, volumétricos ou de capacidade.

Considerando a demanda para cada segmento são calculadas as receitas para as tarifas por uso de distribuição por um lado e encargos de comercialização por outro, de modo de que os requerimentos obtidos a partir da atribuição de custos sejam iguais.

$$\begin{aligned} RRD_j &= \sum_{i=1}^{i=5} d^i \cdot t_{Dj} \cdot q_{j,i} \\ RRC_j &= \sum_{i=1}^{i=5} d^i \cdot t_{Cj} \cdot q_{j,i} \end{aligned} \quad [5]$$

Onde:

- RRD_j = Receita Requerida para a atividade de Distribuição para o segmento ou classe de serviço j
- RRC_j = Receita Requerida para atividade de Comercialização para o segmento ou classe de serviço j
- d é o fator de desconto
- t_{Dj} = representa as tarifas por uso de distribuição correspondentes ao segmento j
- t_{Cj} = representa os encargos de comercialização correspondentes ao segmento j
- $q_{j,i}$ = quantidades demandadas pelo segmento j no ano i (corresponde tanto à quantia de clientes –que multiplica os encargos fixos- como volume de consumo por tramo –que multiplica os encargos variáveis-, ou capacidade contratada -que multiplica os encargos de capacidade-)



Cada um dos encargos tarifários por conceito de Distribuição + Comercialização aplicáveis aos usuários que optem por continuar ser fornecidos pela Distribuidora, surgirá da soma dos encargos de uso de Distribuição e encargos de Comercialização determinados de acordo à metodologia precedente, o qual pode expressar-se na seguinte equação:

$$t_j = t_{Dj} + t_{Cj} \quad \text{para cada encargo tarifário e classe de serviço (j)} \quad [6]$$

As tarifas por uso do serviço de distribuição incluem as perdas técnicas e comerciais.

3. Tarifas por Uso de Distribuição com Desconto médio de todas as classes tarifárias

As Concessionárias podem realizar descontos sobre as margens de distribuição para os serviços do tipo integrado que vendem a seus usuários. Observa-se a partir das fórmulas anteriores que, se não há descontos, o encargo por distribuição do segmento j é igual à Tarifa por uso de distribuição que pagariam os usuários que migram ao Mercado Livre.

Os descontos que se fazem nas tarifas vêm a refletir situações de mercado específicas em cada momento. Em consequência é aconselhável que estes descontos também se transladem às Tarifas por Uso do Sistema de Distribuição. Neste sentido é razoável que os mesmos níveis de descontos praticados no Mercado Regulado sejam aplicados no Mercado Livre. A aplicação deste princípio deverá se dar calculando a média ponderada dos descontos oferecidos aos usuários do Mercado Regulado, a cada ano calendário e, aplicando-se a mesma ponderação aos usuários do Mercado Livre no ano regulatório subsequente. Esta aplicação deverá ser realizada com a possibilidade de a Concessionária praticar, livremente, os descontos para os usuários que migrarem para o mercado livre. O valor ponderado será uma condição para a aplicação dos descontos individuais. As diferenças apuradas terão seu tratamento regulatório definidas pela ARSESP.

A disciplina de desconto na TUSD, não é compulsória. Considerando que referido desconto incide sobre a margem de distribuição, que é uma componente considerada nas tarifas dos serviços de distribuição do mercado livre e do mercado regulado, a disciplina visa evitar discriminação. Observamos que a faculdade da concessionária praticar descontos está prevista na Segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira dos Contratos de Concessão, sujeita a algumas condições, das quais se destaca o tratamento não discriminatório a usuários em situações similares (inciso II da Segunda Subcláusula da Cláusula Décima Primeira c/c Décima Sétima Subcláusula da Cláusula Segunda). E a regulamentação das condições de concessão de descontos é atribuição do regulador, conforme parágrafo único do art. 42 do Decreto 43.889/1999, que deve considerar os princípios da prestação do serviço público de gás canalizado, destacados nos incisos do art. 3º do mesmo Decreto, dos quais ressalta o incentivo à competitividade e tratamento não discriminatório entre usuários do serviço em condições similares.



Por exemplo, para a COMGÁS, calcula-se para o período de 01/01/2010 até 31/12/2010 o desconto médio ponderado pelos volumes aplicados aos usuários potencialmente livres (MPL). A partir de 31/05/2011 até 31/05/2012 a média ponderada dos descontos nos contratos de TUSD (ML) a serem celebrados com a totalidade dos usuários livres, deverão conter, no mínimo, um nível de desconto que corresponda ao apurado MPL. Os descontos, para fins de cálculo da MPL e da ML serão calculados percentualmente em relação a margem máxima nos correspondentes segmentos e ponderadas pelos volumes médios consumidos pelos respectivos usuários. Este procedimento será aplicado anualmente apurando-se MPL em um ano para aplicação do ML no ano seguinte. Para ser obtida a média (ML) os descontos a serem aplicados aos usuários livres serão individuais. Para efeito do cálculo do MPL, serão considerados os percentuais de descontos que efetivamente atinjam as margens de distribuição dos correspondentes contratos.

Análise de Razoabilidade

A partir das novas tarifas por Uso do Sistema de Distribuição e encargos de comercialização, será avaliado o efeito sobre o gasto no nível de diferentes clientes, pertencentes a diferentes segmentos de serviço e classes de consumo e será comparada com a situação anterior ao *unbundling*, bem como com os preços dos energéticos substitutos.

Atribuição de custos/reestruturação tarifária

A metodologia de cálculo deverá prever a possibilidade de calibrar a estrutura tarifária por Uso do Sistema de Distribuição e encargos, de modo a manter a competitividade do gás e de moderar as variações no gasto dos clientes.

Poderão se estabelecer restrições às realocações de custos, limitando-as a determinados custos comuns ou estabelecendo atribuições mínimas para cada classe.

4. Tarifas Diferenciadas para Grandes Usuários com Alto Fator de Carga

A estrutura tarifária para o segmento industrial contém tarifas binômias com um encargo fixo por cliente e um encargo variável por consumo, para a cada faixa volumétrica. No passado considerou-se uma modificação da estrutura tarifária para os usuários industriais com consumos superiores a 500.000 m³ mensais, de modo que as tarifas contivessem três componentes (tarifas trinômias): um encargo fixo por cliente, um encargo variável por consumo e um encargo por capacidade. Entretanto, as mudanças consideradas não foram executadas, em parte, pelas dificuldades para adaptar os Contratos de Fornecimento em vigência à nova estrutura tarifária.

Nesta revisão tarifária define-se uma modificação de menor complexidade em sua implementação e que tem motivações similares à fixação de tarifas trinômias. Considera-se na determinação de tarifas diferentes para usuários com diferente fator de carga, que será considerado como variável relevante. O conceito de fator de carga considera a relação entre o consumo médio e máximo. Na classificação dos usuários, cujo fator de carga é mais elevado, serão consideradas as informações diárias de consumo, associada à cada tipo de usuário, sazonalidades, tipos de equipamentos industriais, entre outros, de modo a refletir a estabilidade dos níveis de consumo em um ano⁶⁸.

Considerando que uma parte importante dos custos de distribuição são fixos, isto é, independentes do volume distribuído, e que a capacidade das instalações de distribuição está relacionada com a demanda máxima, então, os usuários com diferente fator de carga, mas que pagam a mesma tarifa variável (em termos de encargo por m³), mostram uma diferente contribuição aos custos.

⁶⁸ Se o fator de carga é igual a 1 significa que o consumo diário é constante ao longo do ano.



Por exemplo, no caso de dois usuários que tenham a mesma demanda máxima diária, mas diferente fator de carga, o usuário com fator de carga maior gera uma maior receita que o usuário com menor fator de carga, ainda que contribua em grande parte na recuperação dos custos em termos do dimensionamento da rede de distribuição.

Os grandes usuários costumam ter uma demanda mais sensível a mudanças de preços porque enfrentam alternativas de fornecimento de outros combustíveis a valores competitivos. Esta situação torna razoável o estabelecimento de tarifas para os grandes usuários com maior fator de carga.

Em consequência, propõe-se criar uma tabela de tarifas menores para os usuários com consumos maiores do que 500.000 m³/mês e cujo fator de carga supere um valor limite, que será estabelecido conforme as informações sobre o comportamento do fator de carga das unidades usuárias da Concessionária.

No futuro, a fim de que o regulador possa implementar as tarifas trinômias, de acordo com as regulamentações vigentes, os novos contratos, que se assinem a partir da data de início do Terceiro Ciclo, deverão obrigatoriamente prever tal eventualidade.

5. Avaliação do impacto da Estrutura Tarifária proposta⁶⁹

A Concessionária deverá apresentar um estudo de avaliação do impacto da estrutura tarifária proposta sobre os usuários finais de todos os segmentos. Esse estudo deve permitir quantificar a variação da tarifa de cada usuário existente.

Com essa finalidade, a Concessionária deverá acompanhar sua proposta de estrutura com histogramas de impacto onde possam ser observados a quantidade de usuários e volumes envolvidos por cada variação (incremento ou redução). Esses histogramas devem ser realizados para os usuários e os volumes de cada segmento existente e para o total de usuários e volume de vendas da Concessionária. Os intervalos dos histogramas deverão ser suficientemente pequenos para permitir a realização de análise detalhada.

Adicionalmente, a Concessionária deverá fornecer a informação dos usuários com maior variação de tarifas, ou seja, os usuários dos extremos da distribuição de frequências associadas aos histogramas.

6. Informações a serem fornecidas pela Concessionária⁷⁰

A Concessionária deverá fornecer todas as informações que permitam realizar a avaliação da estrutura tarifária proposta.

Essas informações devem incluir, pelo menos, os elementos descritos a seguir:

- Modelo de cálculo dos encargos tarifários de cada segmento e classe. Este modelo será fornecido em meio magnético e numa condição operativa que permita à ARSESP realizar análise de sensibilidade. Por outra parte, o modelo deve calcular a receita mediante os encargos estimados e avaliar a neutralidade da alocação tarifária global e ao nível de cada segmento. O modelo deve ser fornecido com um manual de instruções e com o detalhamento das etapas do processo de cálculo necessário para avaliar e reproduzir as estimativas.
- Critérios utilizados para a definição dos segmentos e classes da estrutura tarifária proposta. Descrição e memória de cálculo de todas as quantificações realizadas para definir a estrutura tarifária.

⁶⁹ Esta seção é igual à incluída no Anexo IV à NT1 da revisão tarifária do segundo ciclo.

⁷⁰ Esta seção é igual à incluída no Anexo IV à NT1 da revisão tarifária do segundo ciclo.



- Critérios utilizados para a alocação dos custos específicos e compartilhados. Descrição e memória de cálculo de todas as quantificações realizadas no processo de alocação de custos.
- Critérios e memória de cálculo das previsões de vendas.
- Custos de aquisição de gás e de transporte de gás considerados nas tarifas propostas.
- Modelo de avaliação do impacto sobre os usuários finais da proposta tarifária que inclua os elementos descritos no parágrafo anterior. O modelo deve ser fornecido com um manual de instruções e com o detalhamento das etapas do processo de cálculo necessário para avaliar os resultados.
- Resultados do estudo de caracterização de consumo. Metodologia de amostragem utilizada, estratificação, seleção de amostras, características do processo de registro, etc.. Metodologia detalhada de processamento das curvas registradas, tratamento de dia útil/não-útil, tratamento da sazonalidade do consumo dos usuários residenciais e comerciais, etc.
- Outras informações que sejam relevantes para o entendimento dos resultados do processo de caracterização do consumo.
- Base de dados contendo as medições do levantamento para caracterização do consumo. Processamento dos resultados das medições, em meio eletrônico.

ANEXO IX- TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS RECEITAS EXTRA-CONCESSÃO DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO

Neste documento apresentam-se duas propostas: uma proposta de transferência parcial de rendimentos de Outras Atividades (OAs) para contribuir à modicidade tarifária na prestação da atividade principal da concessão, e outra proposta de metodologia de cálculo para a revisão das tarifas dos denominados Serviços Taxados ou Tarifados.

Na primeira parte do documento é discutido o conceito de modicidade tarifária desde a ótica regulatória- econômica, olhando tanto os custos como os rendimentos dessas atividades no caso em que a Concessionária é a que exerce a atividade principal e as OAs. Na segunda parte são analisados estes conceitos à luz do regulamento vigente para a prestação dos serviços de distribuição das Concessionárias do Estado de São Paulo. Finalmente, na última parte é apresentada uma proposta para o tratamento das receitas das OAs e de metodologia de cálculo dos preços máximos dos serviços taxados.

1. Outras Atividades, Correlatas e não Correlatas, e os Serviços Taxados ou Tarifados

Outras Atividades. As concessionárias de serviços públicos têm uma atividade principal que é objeto da concessão, tal como a distribuição de energia elétrica ou a distribuição de gás natural canalizado. Assim mesmo, seja em razão do contrato de concessão ou por via da regulamentação vigente, as Concessionárias podem exercer outras atividades que podem ser parte da cadeia do serviço de gás canalizado. Exemplos de atividades correlacionadas à cadeia de gás são o transporte de gás, a produção de gás, seu armazenamento, e dependendo da amplitude da definição do serviço de distribuição, se inclui a atividade de comercialização. Finalmente, no consumo de gás está a venda de equipamento para a utilização do gás em suas diversas formas. Um exemplo de outra atividade, não correlata, por exemplo, é a prestação do serviço de transmissão de imagens, dados ou de voz por meio da infra-estrutura das conexões da concessionária, como também o aluguel pelo uso do tendido de linhas elétricas para os mesmos fins.



Dependendo do regulamento da cada país, difere a forma jurídica por meio da que podem ser prestados estes serviços e os requerimentos de informação que faz a Autoridade Reguladora, para separar de maneira clara e transparente, cada tipo de negócio atendendo objetivos regulatórios. Assim por exemplo, algumas destas atividades podem ser levadas a cabo pela própria concessionária de distribuição, mas com uma contabilidade separada. Noutros casos, há exigências que compreendem desde a separação das operações na empresa concessionária até a prestação por pessoas jurídicas diferentes, com variantes a respeito da integração da propriedade, por exemplo, se a empresa que realiza algumas destas outras atividades é controlada pela concessionária.

Nota-se que dependendo do tipo de atividade diferenciam-se de maneira conseqüente o uso de ativos e de outros recursos operativos da empresa para a atividade de distribuição. Em outras palavras, uma particularidade nas empresas modernas de prestação de serviços são as outras atividades, que podem ser parte da cadeia de gás, onde a atividade principal objeto da concessão compartilham o uso de recursos com as outras atividades.

Em alguns casos é relativamente simples atribuir horas de trabalho a uma ou outra atividade, o que poderíamos denominar custos diretos, mas não é tão simples quando se compartilha uma mesma infra-estrutura de serviços e de serviços gerais ou administrativos, para o qual é necessário desenhar mecanismos ou regras para alocar os custos indiretos, regras que devem ser eqüitativas, mas que às vezes incorporam certa arbitrariedade no seu desenho.

Estas outras atividades podem ser prestadas em participação com outros prestadores ou podem, segundo o regulamento, ser prestadas em condições de monopólio. A autorização para prestação do serviço de transporte não implica que não possam ter outros transportadores autorizados. O grau de competitividade do mercado depende não somente da existência de barreiras jurídicas e econômicas à entrada, senão também barreiras do tipo físico ou geológico que podem impedir a presença de múltiplas ofertas.

Serviços Taxados. Existe outro conjunto de serviços que são prestados pela Concessionária de distribuição, mas que são demandados pelo usuário (é viável atribuir responsabilidade em quem origina o custo do serviço) e estão bastante vinculados à prestação do serviço de distribuição e na qualidade de atenção ao usuário. Um exemplo de estes serviços são a verificação de consumo de medidor, o pedido de reconexão do serviço, etc. De forma geral, estes serviços são prestados com exclusividade⁷¹ pela concessionária e suas tarifas são reguladas e aprovadas pelo regulador.

2. Sobre a Conveniência da Prestação de Outras Atividades e Serviços pela Concessionária

Permitir que a concessionária realize outras atividades significa gerar sinergias importantes que se traduzem como uma redução dos custos totais, frente aos custos de empreender por separado da cada uma delas⁷². Isto é denominado economias de alcance e em termos matemáticos se expressa da seguinte maneira:

$$C(D, OA) < C(0, OA) + C(D, 0)$$

⁷¹ Alguns serviços podem ser prestados por outros prestadores, como é o serviço de medição, mas lhe mantém desta maneira porque ao outorgar o monopólio na prestação destes à concessionária, implica a regulação de seus preços. Em outras palavras, aqui se faz ênfase em um monopólio legal para estes serviços sem dar fundamentos quanto a se se trata de uma atividade com características de monopólio natural ou se é potencialmente competitiva.

⁷² Quando se permite uma nova atividade em paralelo à atividade de distribuição, cabe esperar em um sentido de plano" que o custo incremental do serviço de distribuição em presença da OA será menor ao custo incremental deste mesmo serviço em ausência dessa OA.



O custo total de executar em forma conjunta as atividades de distribuição D , e as outras atividades OAs , resulta menor que executá-las em forma independente, ou seja, sem aproveitar as sinergias.

O requerimento para levar contabilidade separada dos negócios busca apropriar os custos a cada atividade para que os usuários do serviço de distribuição não contribuam a financiar via tarifa, as outras atividades.

O requisito de uma pessoa jurídica diferente busca diferenciar os mecanismos de tomada das decisões e tentar uma maior transparência no negócio. Desde a ótica da defesa da concorrência, é muito importante ter uma pessoa jurídica diferente, especialmente nos casos quando é possível ter uma vantagem em uma atividade a jusante e eventualmente monopolizá-la, por exemplo, a partir do encarecimento dos custos a outros competidores do serviço que se presta monopolicamente com a atividade regulada a montante.

Existem numerosos exemplos sobre a conveniência de permitir outras atividades, algumas das quais são as que a literatura econômica denomina de produção conjunta. Nestes casos os serviços D e OA são produzidos em proporções fixas, onde uma porção importante destes custos não podem ser atribuídos senão mediante regras que contêm algo de arbitrariedade. Por exemplo, os ativos de uma rede de distribuição também possibilita alugar o espaço para seu uso de transmissão de dados. O importante neste caso são as receitas que contribuem a que a atividade conjunta se leve a cabo.

As economias de custos de distribuição que podem ser conseguidas com algumas OAs significam de fato contribuir à modicidade tarifária. Isto devido a que menores custos de distribuição implicam menores tarifas. A equação de custos e receitas que enfrenta uma Concessionária que presta o serviço de distribuição e presta também OAs é a seguinte,

$$C(D, OA) = C'(D) C'(OA)$$

A sua vez,

$$I(D) = T \cdot QD$$

$$IT = I(D) I(OA)$$

Onde:

$C'(D)$ custos atribuídos da função de custos $C(D, OA)$

$C'(OA)$ respectivos custos atribuídos à atividade OA da mesma função de custos.

$T \cdot Q(D)$ rendimentos à tarifa T por distribuir o volume Q ;

$I(OA)$ rendimentos da atividade OA e IR são os rendimentos requeridos.

Se a legislação estabelece que as receitas netas de custos contribuam à modicidade tarifária em uma proporção a , então, a equação das receitas e custos é a seguinte:

$$T \cdot QD = C(D) - a [I(OA) - C(OA)], I(OA) > C(OA)$$

Quanto maior o valor de a , maior é o valor a ser subtraído dos custos de distribuição e por tanto, menor a tarifa requerida para os usuários do serviço de distribuição, sempre que os $I(OA)$ superem os $C(OA)$.

Se for requerido taxar diretamente as receitas da atividade a alíquota equivalente é $a' = a [(I(OA) - C(OA)) / I(OA)]$. Isto é justificado principalmente pela assimetria de informação.



3. Aspectos Regulatórios da Normativa sobre Outras Atividades e Serviços Taxados no Estado de São Paulo

No Apêndice deste documento são transcritos os principais artigos, cláusulas e sub-cláusulas da legislação aplicável às outras atividades. Esta legislação contém adicionalmente os seguintes documentos: Contratos de Concessão, Decreto 43.889-98 e Portaria 160.

Os Contratos de Concessão, na Segunda Sub-cláusula da Cláusula Primeira, faz- referência genérica ao termo “outras atividades empresariais”, o qual incorpora às Atividades Correlatas, Serviços Acessórios e Serviços Tarifados.

Os aspectos importantes a ressaltar da legislação sobre as Outras Atividades são os seguintes:

- i) as outras atividades precisam ser autorizadas pela ARSESP;
- ii) não devem interferir com a atividade principal da Concessionária;
- iii) as receitas obtidas devem ser contabilizadas em forma separada – contabilidade de receitas e custos -;
- iv) as receitas obtidas devem contribuir à modicidade tarifária dos serviços de distribuição;
- v) serão considerados nas revisões tarifárias;
- vi) a ARSESP pode requerer que estas Outras Atividades sejam realizadas por meio de uma pessoa jurídica diferente.

No Quadro 1, ilustram-se estes aspectos além de outros recolhidos na mencionada legislação para as Atividades Correlatas, Serviços Acessórios e Serviços Tarifados.

Autorização. A necessidade de Autorização para as Outras Atividades e a não interferência destas é básico para manter a qualidade e a segurança da apresentação. Também, deve-se ter especial cuidado com a atividade autorizada, para que não eleve os custos do serviço principal da concessão. No caso de houver economias de alcance estas deverão incidir na atividade principal diminuindo seu custo.

Separação Contábil. A contabilidade separada dos custos e receitas – com critérios de apropriação corretos- é necessária por transparência e para evitar que na etapa de cálculos tarifários e de estrutura tarifária, se produzam subsídios cruzados que possam prejudicar aos usuários do serviço principal.

Modicidade Tarifária. A normativa é clara sobre a contribuição parcial das OAs à modicidade tarifária do serviço principal. Depreendem-se as seguintes interpretações: i) que a contribuição parcial é para que a concessionária tenha um incentivo para encontrar OAs que lhe gerem lucros e ao mesmo tempo, uma parte dessas receitas contribuam à modicidade tarifária; ii) que a contribuição à modicidade tarifária seja tanto quanto as receitas superem os custos e que em situação contrária, as tarifas do serviço principal concessionado não sejam afetadas.

Criação de Empresas Separadas da Concessionária para exercer as OAs. Existem casos em que pode ser conveniente no plano técnico, regulatório e econômico, que a OA seja exercida por meio de uma empresa separada. Pode ser o caso de uma atividade totalmente independente que não signifique economias de alcance, ou seja, que não signifique uma eventual redução dos custos do serviço principal. Também pode ser o caso extremo que a utilização de informação da empresa concessionada lhe forneça uma vantagem sobre os outros concorrentes no mercado a jusante. Neste último caso, não será suficiente a existência de uma contabilidade regulatória separada para a transparência do negócio, senão que a Autoridade poderá requerer a formação de uma empresa operacionalmente independente, além de uma empresa juridicamente diferente, com diretores diferentes, etc.



A empresa separada e a contribuição à modicidade tarifária. Quando existe a contabilidade separada de custos e receitas da atividade principal e das OAs, é mais facilmente entendível o cálculo para transladar parte dos benefícios das OAs à diminuição das tarifas do serviço principal. Quando se cria uma empresa separada também existe uma contribuição para a modicidade tarifária. A empresa separada – seja esta plena propriedade da concessionária ou não- paga à concessionária, por exemplo, pelo uso de espaços e equipamentos. Estas receitas da concessionária são “parcialmente” destinados a diminuir as tarifas do serviço principal. Por último, se a atividade autorizada não utilizar nenhum recurso da concessionária – tangível ou intangível- então não faz sentido exigir-lhe que contribua à modicidade tarifária.

A atividade de Comercialização. Esta atividade não foi especificamente classificada como atividade correlata, mas pode-se argumentar que a mesma está dentro da classificação ampla de Outra Atividade. Isso significa que a partir da finalização do período de exclusividade, a atividade de comercialização poderá não ser prestada de forma conjunta com o serviço de distribuição aos usuários não residências e não comerciais. Resumidamente, estes usuários poderão comprar serviços de transporte e de gás de comercializadores que além da cobrança do serviço – margem de comercialização- fizessem a labor de facilitar com suas empresas vinculadas, um contrato de gás e/ou de transporte ou também realizar um serviço de revenda dos mesmos serviços ao usuário final.

A atividade de comercialização poderá ser realizada também pela Concessionária em competição com outros comercializadores autorizados pela ARSESP. Caso requeiram uma empresa separada, esta pode ser uma afiliada da mesma Concessionária.

Da análise precedente conclui-se que a Autoridade pode requerer a separação legal, operacional e que se fossem utilizados recursos da Concessionária, então se deverá pagar pelos mesmos.

Revisão e Modicidade Tarifária. A contribuição das OAs para a modicidade tarifária deverá ser feita na oportunidade de cada revisão tarifária. Tomou-se conhecimento que algumas das Concessionárias empreenderam estas atividades e por tanto, deve ser aplicado um critério de cálculo para o repasse das receitas para a modicidade tarifária. A normativa não é taxativa quanto à quantidade das receitas a transferir, e se as mesmas correspondem ao quinquênio passado ou ao futuro.

4. Proposta de tratamento das receitas das OAs

As OAs podem diferir notavelmente em matéria de receitas e custos e, além disso, ser pouco ou muito intensivas na utilização dos recursos da atividade principal da Concessionária. Portanto, a porcentagem que será descontada das receitas brutas dos custos para a modicidade tarifária. Por exemplo, para o aluguel do espaço que a concessionária utilize para outras atividades –negócio de aluguel- a porcentagem a ser descontada é relativamente alta, devido a que o seu custo de oportunidade pode ser zero e os custos para administrar estes aluguéis sejam relativamente baixos.

Haverá que ter especial cuidado com todos aqueles contratos que a Concessionária negocie com suas empresas vinculadas, por exemplo, um aluguel muito barato, que pouco contribuirá à modicidade tarifária.

Este é o primeiro quinquênio em que se aplicarão parcialmente as receitas das OAs para a modicidade tarifária, em aqueles casos em que ainda não contribuam à modicidade tarifária. Recomenda-se nesta instância, considerando que quem iniciou as atividades desconhecia as regras sobre as quais lhes seriam descontados parcialmente as receitas, que tais descontos resultem moderados em função de cada atividade e que tais descontos se apliquem exclusivamente para as receitas brutas da atividade – descontados os impostos sobre o faturamento- durante o segundo ciclo.

Para a Revisão do Terceiro Ciclo propõe-se o seguinte:



- Calcular as receitas brutas de cada OA no Segundo Ciclo, excluindo os impostos de faturamento, a partir da informação da Contabilidade Regulatória e dos pedidos de informação em curso para esta Revisão Tarifária.
- Aplicar uma alíquota de 2% sobre as receitas brutas. O resultado desta operação é denominado Receita Parcial para Modicidade Tarifária (RPMT).
- Capitalizar a RPMT de cada ano até o início do Terceiro Ciclo com a taxa de juros utilizada para o cálculo do Termo de Ajuste K.
- Descontar a soma das receitas capitalizadas da Receita Requerida do Terceiro Ciclo.

5. Proposta de Tratamento dos Serviços Tarifados

No Quadro 1 se apresentam as particularidades dos serviços tarifados. Estes serviços são complementários ao serviço básico de distribuição, e estão relacionados com os parâmetros de qualidade da prestação do serviço de distribuição como um todo. Têm origem na demanda feita pelo usuário e são prestados com exclusividade pela Concessionária sendo as suas tarifas são aprovadas pela ARSESP.

O cálculo dos preços máximos destes serviços tarifados, salvo o referido à separação dos custos da atividade principal e outras atividades, é feito independente do cálculo das tarifas de distribuição. Na hora da revisão tarifária se propõe o seguinte:

- Solicitar informação detalhada sobre o custo de cada serviço a ser prestado ao usuário – custos diretos e indiretos -.
- Utilizar benchmarks – tarifas de outras empresas prestadoras- em conjunto com uma análise bottom-up dos custos apresentados para calcular as tarifas destes serviços.
- As tarifas aprovadas serão ajustadas anualmente pelo IGPM durante o Terceiro Ciclo.



6. Apêndice do Anexo VIII: Aspectos Regulatório-Legais das Outras Atividades e Serviços Acessórios.

Neste Anexo transcreve-se a regulamentação aplicável a Outras Atividades em geral, Atividades denominadas Correlatas e aos Serviços Acessórios. Como foi assinalado no texto principal, todas estas atividades compartilham uma infra-estrutura e outros recursos da Concessionária para prestar o serviço prioritário, a Distribuição de Gás.

A Segunda Sub-cláusula da Cláusula Primeira dos respectivos contratos de concessão para a exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo prevê que, “a concessionária aceita que a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado deverá ser realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se somente a exercer outras atividades empresariais, mediante prévia e expressa autorização da CSPE, no uma vez que não interfiram na atividade principal da concessionária e que as receitas obtidas, sejam contabilizadas por separado, nos termos da Oitava Sub-cláusula da Cláusula Décima Quarta [do contrato de concessão], e contribuam parcialmente para favorecer a modicidade das tarifas dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado, que serão considerados nas revisões tarifárias”.

Além disso, os contratos dispõem que quando as atividades forem de produção, importação, transporte e armazenagem de gás canalizado, a Concessionária poderá realizá-las, com a prévia e expressa autorização da CSPE e outros organismos competentes, sob uma mesma pessoa jurídica ou mediante sociedades diferentes, sendo que a CSPE poderá exigir que a concessionária estabeleça pessoas jurídicas distintas, quando entenda necessário para maior transparência do negócio.

6.1 Serviços Correlatos

O Decreto 43.889/98, em seu artigo 15, dispõe que “as sociedades titulares das concessões terão como objeto principal a prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado.

§ 1º - Poderão exercer, mediante prévia autorização da CSPE, outras atividades empresariais, sempre que não interfiram na atividade principal da concessionária e que as receitas obtidas deverão ser contabilizadas por separado, para contribuir à modicidade tarifária do serviço de gás canalizado.

§ 2º - Quando as atividades previstas no § 1º deste artigo forem de produção, importação, transporte ou armazenagem de gás canalizado, a concessionária ou os autorizados poderão, sob uma mesma pessoa jurídica ou mediante sociedades diferentes, realizá-las, respeitando as normas legais pertinentes, requerendo as autorizações aos órgãos competentes, incluindo as limitações previstas na regulamentação pertinente.”

Observa-se que embora o § 2º do artigo 15 do Decreto nº 43.889/98 disponha explicitamente sobre a produção, importação, transporte ou armazenagem de gás canalizado, as autorizações não estão restringidas somente a estas atividades. Podem compreender a qualquer outra atividade, conforme o § 1º do mesmo artigo, mediante prévia autorização da CSPE, sempre que não interfiram em sua atividade principal, idem Contrato de Concessão.



O Decreto nº 43.889/98, Artigo 18, dispõe que “em atenção às peculiaridades do serviço público de distribuição de gás canalizado, poderá ser prevista, em favor da concessionária, no edital de licitação, a possibilidade de outras fontes provenientes de receitas alternativas, complementárias, acessórias ou de projetos associados, com ou sem exclusividade, a fim de favorecer a modicidade das tarifas.

Parágrafo único – As fontes das receitas previstas neste artigo serão obrigatoriamente consideradas para conferir o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.”

O Decreto nº 43.889/98 dispõe também, em seu artigo 14, que “são cláusulas essenciais do contrato de concessão:

XIII -o preço do serviço , os critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas, assim como a especificação de outras fontes acessórias de receitas, quando for o caso”

O Contrato de Concessão específica, Cláusula Décima Primeira – Condições das Tarifas Aplicáveis à Prestação dos Serviços, conforme segue:

Vigésima Quinta Sub-cláusula – A CSPE aprovará as taxas e encargos para os serviços correlatos à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado da CONCESSIONÁRIA.

A **Vigésima Sexta Sub-cláusula** em seu artigo 44 estabelece que “a CSPE aprovará as taxas e tarifas para os serviços correlatos à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado da concessionária e autorizados.”

A Portaria CSPE nº 160/01, que dispõe sobre as condições gerais de fornecimento dos serviços de gás canalizado no Estado de São Paulo, regulamenta conforme segue, a aprovação das taxas e encargos pela CSPE:

“Artigo 76 – Os valores dos serviços correlatos, acessórios, assim como taxas, cobráveis dos interessados ou dos **Usuários**, são calculados com base em uma tabela específica.

§ 1º - A cobrança dos serviços previstos neste Artigo é facultativa e só pode ser feita em contrapartida do serviço efetivamente prestado pela **Concessionária**.

§ 2º - A cobrança de qualquer serviço obriga a **Concessionária** a implementá-la em toda sua área de **Concessão** para todos os **Usuários**.

§ 3º - As taxas e os valores cobrados pela **Concessionária** relativos aos serviços correlatos à prestação dos serviços de distribuição de **Gás** devem ser previamente aprovados pela CSPE.



§ 4º - As taxas e os valores a serem cobrados pela **Concessionária** relativos aos serviços acessórios à prestação dos serviços de distribuição de **Gás** **devem** ser homologados pela CSPE.”

A forma de cobrança dos serviços também está determinada na mesma portaria, vejamos:

“Artigo 50 – Além das informações relacionadas no Artigo anterior, fica autorizado à **Concessionária**, a inclusão na fatura de **Gás**, de outras informações, assim como a difusão de publicidades comerciais ou institucionais, desde que não interfiram com as informações obrigatórias e proibidas as mensagens político-partidárias.

Parágrafo Único – Autoriza-se também a **Concessionária**, mediante acordo e por escrito, do **Usuário**, a inclusão na Fatura de **Gás**, de forma discriminada, da cobrança de outros serviços, observando o previsto no § 7º do Artigo 60 e no Artigo 76”.

Também foram estabelecidas as condições de fiscalização e antes de tudo, a contabilização. Nos termos da CLÁUSULA OITAVA - **ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA**, do Contrato de Concessão, na sua **Nona Sub-cláusula**, dispõe que “a CONCESSIONÁRIA deverá administrar a contabilidade de suas contas de acordo a um Plano de Contas padronizado, estabelecido pela CSPE.” Determinado na **CLÁUSULA DÉCIMO QUARTA - FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS**, em sua **Oitava Sub-cláusula**, que “a CONCESSIONÁRIA deverá separar as informações contábeis relativas às atividades de produção, importação, armazenagem, distribuição e comercialização, assim como as demais atividades não correlatas, de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado, possibilitando identificar as receitas, os custos e os gastos operacionais.” E na mesma cláusula, **Nona Sub-cláusula**, estabelece-se que a CSPE poderá requerer à CONCESSIONÁRIA a rescisão de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar prejuízos aos serviços concessionados ou um tratamento discriminatório aos usuários.”



Quadro 1: Outras Atividades, Correlatas, Serviços Acessórios e Serviços Tarifados

	Atividades Correlatas	Serviços Tarifados	Serviços Acessórios
Tipo de Atividade	Complementaria ao Serviço de Distribuição Casos> Prod, T, Amaz.	Vinculadas ao Serviço básico de Distribuição	Podem ou não guardar relação com o serviço de Distribuição
Classificação ampla	Outras atividades	Complementaria a Distribuição	Outras atividades
Mercado	Em concorrência com outros prestadores	Monopólio (exclusividade na prestação)	Em concorrência com outros prestadores
Autorização	Atividade pela ARSESP	Serviços pela ARSESP	Atividade pela ARSESP
Empresa Separada	Se o requer a ARSESP		Se o requer a ARSESP
Contabilidade Separada de receitas e custos	Sim		Sim
Tarifas	Tarifas livres ou reguladas Aprovadas todas pela ARSESP Publ Tabelas	Tarifas reguladas máximas aprovadas pela ARSESP. Se definem na RQT Publ Tabelas	Tarifas livres Homologadas por ARSESP Publ Tabelas
Modicidade Tarifária	Receitas Parcialmente. Não se define magnitude do parâmetro para Modicidade. Momento de RQT	Não se prevê modicidade tarifária para o serviço básico de Distribuição	Receitas Parcialmente. Não se define magnitude do parâmetro para Modicidade Momento de RQT
Marco Legal	Cont de Concessão Subcl. 2, Cl. 1, Objeto Art 15, 44 Dec 43.889/98 e Port 160	Dec 43.899/98 e Port 160	Contr de Concessão Subcl. 2, Cl. 1, Objeto Art 15, 44 Dec 43.899/98 e Port 169



ANEXO X - ESTRUTURA BÁSICA DE SOLICITAÇÃO DE INFORMAÇÕES HISTÓRICAS

Este documento apresenta Pedido de Informações à concessionária, onde aplicável, correspondente ao Segundo Ciclo de Revisão Tarifária que se conclui em maio de 2009. As informações solicitadas inicialmente referem-se a dados históricos da concessionária, para subsidiar o início do processo de revisão. Em cada caso são indicados os períodos específicos da solicitação. A solicitação das informações poderá ser ajustada em função das necessidades observadas pela ARSESP durante o processo.

Este pedido de informação se aplica a todas as Concessionárias. Os períodos do pedido da informação se corresponderão com a data da Revisão Tarifária aplicável de cada Concessionária.

As definições dos parâmetros técnicos e econômicos considerados neste pedido de informações são consistentes com aqueles incluídos no Plano de Contas estabelecido pela Portaria CSPE N° 22, de 19 de novembro de 1999.

1. Descrição da evolução da Concessão no período 2003 - 2008

A Concessionária deverá descrever a evolução da concessão no período 2003-2008 e a situação atual, fornecendo as informações de acordo com os itens a seguir, discriminados conforme o período especificado em cada item. Essas informações deverão ser apresentadas cumprindo estritamente os procedimentos e formatações estabelecidos nos respectivos Apêndices, quando for o caso. As informações também deverão ser enviadas em meio digital, seja por meio de documento editável (arquivo Word), seja por meio do preenchimento das planilhas eletrônicas anexas a este documento (arquivos Excel), de acordo com cada item.

- a- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) referente ao repasse de custos de aquisição de gás e de transporte de gás. São requeridos os valores semestrais do período de julho de 2003 a junho de 2008;
- b- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) referentes à prestação do serviço de distribuição de gás canalizado. São requeridos os valores semestrais do período de julho de 2003 a junho de 2008;
- c- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) decorrentes da prestação dos serviços taxados (atividades correlatas) e das atividades não correlatas, quando couber. São requeridos os valores semestrais do período de julho de 2003 a junho de 2008;
- d- Detalhamento, para cada mês do período, do fornecimento de gás aos usuários atendidos. Devem ser informados o número de usuários e o consumo associado, em m³, por classe volumétrica atendida pela Concessionária, individualizadas para todas as classes e segmentos considerados na estrutura tarifária vigente. São requeridas informações mensais do período de julho de 2003 a junho de 2008;
- e- Demanda máxima diária (em m³/dia) para cada semestre no período de julho de 2003 a junho de 2008. Devem ser informados valores globais e discriminados por City Gate;



- f- Estudo das curvas de carga instantâneas e fatores de coincidência e de carga, referentes aos diversos segmentos de usuários no mês de maior demanda. Obrigatoriamente devem ser apresentadas as curvas de cargas individuais dos usuários com consumos maiores de 100.000 m³/mês e amostras representativas para os demais usuários;
- g- Descrição das instalações físicas da Concessionária existentes em 30 de junho de 2008, conforme modelo do Apêndice I;
- h- Descrição do total de investimentos realizados pela concessionária, em quantidades físicas e montantes, no período de julho de 2003 a junho de 2008, por semestre, conforme modelo do APÊNDICE H-II. Devem ser discriminados os investimentos relacionados à reposição de ativos e de novas instalações relacionados ao cumprimento do plano de metas regulatório estabelecido no contrato de concessão e aqueles relacionados ao plano de metas estabelecido na 1ª Revisão Tarifária;
- i- Apresentação da cartografia total das redes de distribuição da concessionária com detalhamento de logradouros, pressão, material, diâmetro, ERP e ERM, redes tronco e ramais, em formato digital georeferenciado. O mapeamento deve estar referido à data de 30 de junho de 2008;
- j- Custos operacionais da rede de distribuição de gás canalizado e despesas operacionais, identificando de forma separada os custos não recorrentes. Devem ser informados os valores semestrais do período de julho de 2003 a junho de 2008, conforme modelo do APÊNDICE H-IV;
- k- Detalhamento dos custos e despesas operacionais, com quantidades físicas incorridas, para o ano de 2007, conforme modelo do APÊNDICE H-IV;
- l- Valores de investimentos não específicos do serviço, discriminados em existentes, reposição de ativos ou novas instalações, com detalhamento semestral para o período de julho de 2003 a junho de 2008, conforme modelo do APÊNDICE H-III;
- m- Discriminação da quantidade de gás não-contabilizado (fugas, uso próprio, erros de medição, etc.), em m³. São requeridos valores anuais do período de 2003 a 2007;
- n- Relação de agências de atendimento comercial e número de usuários na área de abrangência de atendimento, por agência, em 30 de junho de 2008;
- o- Custos e despesas não operacionais, incluindo as financeiras. São requeridos os valores anuais do período de 2003 a 2006 e os valores semestrais do período de janeiro de 2007 a junho de 2008. Deverão ser apresentados conforme a Legislação Societária e Plano de Contas;
- p- Despesas com taxas de fiscalização, P&D e outras não discriminadas;
- q- Provisão para devedores duvidosos (PDD) e montantes anuais enviados a perdas no balanço. Devem ser informados os valores totalizados por semestre no período de julho de 2003 a junho de 2008;
- r- Evolução dos Demonstrativos Contábeis: Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado, Demonstrações de Mutações do Patrimônio Líquido, Demonstrações de Origens e Aplicações de Recursos. Essas informações deverão ser apresentadas conforme o estabelecido na Legislação Societária e no Plano de Contas para os exercícios de 2003 a 2007, e referente ao primeiro semestre de 2008;



- s- Montantes financeiros referente à participação financeira de terceiros nos investimentos de expansão da rede. Devem ser informados os valores totais de cada exercício de 2003 a 2007, e do primeiro semestre de 2008;
- t- Para cada grupo de bens considerado no Plano de Contas, saldos dos ativos imobilizados em serviço e depreciação acumulada em 30 de junho de 2008. A informação deve ser enviada de acordo com a Portaria CSPE Nº 50/2000;
- u- Informação dos montantes de baixas anuais de ativos para o período de 2003 a 2007 e o primeiro semestre de 2008;
- v- Relatório da concessionária contendo critérios de projeto das redes, margem de capacidade nas redes principais e secundárias e estimativas de valores de crescimento vegetativo considerados nos projetos de expansão;

Todos os valores monetários deverão ser apresentados a preços correntes do ano ou data correspondente.

2. Informações para cálculo do WACC

ENDIVIDAMENTO

- a- Estrutura da dívida de curto prazo da concessionária no período de 2003 a 2007 (taxas, prazos, moedas e demais condições);
- b- Estrutura da dívida de longo prazo da concessionária no período de 2003 a 2007 (taxas, prazos, moedas e demais condições)



3. Apêndice H-I. Detalhamento dos ativos físicos para a base de ativos existentes

As informações dos ativos da rede de gás canalizado na data indicada na solicitação devem ser detalhadas segundo o indicado no conjunto de planilhas identificado como “ATIVOS EXISTENTES”. A seguir são apresentados os critérios considerados no desenho dessas planilhas e os procedimentos a serem cumpridos pela Concessionária para o preenchimento desses documentos.

Classificação dos ativos das redes de distribuição de gás canalizado

1. Os ativos das redes de distribuição devem ser desagregados por subsistema, em:
 - a) Tubulações;
 - b) Válvulas;
 - c) ECP, ERM e estações de odorização.
2. Adicionalmente, em cada subsistema os ativos das redes de distribuição devem ser desagregados por:
 - a) Nível de pressão e material de construção (aço, polietileno, ferro fundido);
 - b) Diâmetro (no caso das tubulações e válvulas);
 - c) Capacidade de transporte (no caso das ECP).

Classificação dos usuários

Os usuários devem ser agrupados por subsistema, pressão de fornecimento e classe tarifária da estrutura vigente.

A seguir são indicadas as características mais relevantes de cada planilha do conjunto.

Tubulações

Em cada subsistema as tubulações devem ser desagregadas por tipo de material, pressão e diâmetro.

Válvulas

A estrutura dessas planilhas é igual à definida para as planilhas de tubulações.

Total City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização

As ECP devem ser desagregadas por vazões nominais, nível de pressão de operação e tipo de rede onde estão ligadas.

Se a rede da Concessionária apresenta casos particulares não previstos no desenho das planilhas (tais como ECP de relações de pressão não convencional etc.), a empresa deverá preparar planilhas específicas com a descrição dessas situações.

As estações de odorização deverão ser identificadas, com as respectivas vazões nominais.

Usuários

São as tabelas identificadas como:

- “Usuários Residenciais”: corresponde aos usuários residenciais por subsistema;
- “Usuários Comerciais”: corresponde aos usuários comerciais por subsistema;
- “Usuários Industriais”: corresponde aos usuários industriais por subsistema;



“Usuários GNV e Geração”: corresponde aos usuários de gás natural veicular (GNV), cogeração e da geração termoelétrica por subsistema.



APÊNDICE HI. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE ATIVOS EXISTENTES

1/7

Tubulações

30 de Junho de 2008

AP Aço 500 psig	Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Comprimento	km									
AP Aço 250 psig	Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Comprimento	km									
MP Aço 100 psig	Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Comprimento	km									
MP Aço 55 psig	Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Comprimento	km									
MP PE80 55 psig	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Comprimento	km									
MP PE80 15 psig	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Comprimento	km									
MP PE80 55 psig Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Comprimento	km									
MP PE80 15 psig Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Comprimento	km									
BP PE80 Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Comprimento	km									
BP FF	Unidade	>30"	30" a >20"	20" a >16"	16" a >12"	12"	10"	8"	6"	4"
Comprimento	km									



APÊNDICE HI. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE ATIVOS EXISTENTES

2/7

Válvulas

30 de Junho de 2008

AP Aço 500 psig	Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Quantidade	Un									
AP Aço 250 psig	Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Quantidade	Un									
MP Aço 100 psig	Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Quantidade	Un									
MP Aço 55 psig	Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Quantidade	Un									
MP PE80 55 psig	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
MP PE80 15 psig	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
MP PE80 55 psig Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
MP PE80 15 psig Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
BP PE80 Inserção	Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Quantidade	Un									
BP FF	Unidade	>30"	30" a >20"	20" a >16"	16" a >12"	12"	10"	8"	6"	4"
Quantidade	Un									



APÊNDICE HI. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE ATIVOS EXISTENTES

3/7

Total City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações 30 de Junho de 2008 de Regulação e Medição e Estações de Odorização

Tipo de Estação	Sigla	
ETC - Estação de Transferência e Custódia	ETC	City Gates
ECP-P - Estação de Controle de Pressão - Primária	ECP-P	
ECP-S - Estação de Controle de Pressão - Secundária	ECP-S	
ECP-D – Estação de Controle de Pressão - Distrital	ECP-D	
ERM-AP - Estação de Regulagem e Medição ligados em Alta Pressão	ERM-AP	
ERM-Out - Estação de Regulagem e Medição ligados em Outras Classes de Pressão	ERM-Out	
Outros Pontos de Monitoramento	Outros	

ECP-P Ligadas em 500 psig	Quantidade
Lista por tipo de ECP	(Qde.)



ECP-P Ligadas em 250 psig	Quantidade
Lista por tipo de ECP-P	(Qde.)

ECP-S Ligadas em 100 psig	Quantidade
Lista por tipo de ECP-S	(Qde.)



APÊNDICE H-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE ATIVOS EXISTENTES

4/7

Usuários Residenciais

30 de Junho de 2008

Usuários Conectados em Rede de BP	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de (>BP) até 55 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)



Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)



APÊNDICE HI. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE ATIVOS EXISTENTES

5/7

Usuários Comerciais

30 de Junho de 2008

Usuários Conectados em Rede de BP	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de (>BP) até 55 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)



Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)



APENDICE H-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FISICOS PARA A BASE DE ATIVOS EXISTENTES

6/7

Usuários Industriais

30 de Junho de 2008

Usuários Conectados em Rede de BP	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de (>BP) até 55 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)



Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(Qde.)



APÊNDICE H-I. DETALHAMENTO DOS ATIVOS FÍSICOS PARA A BASE DE ATIVOS EXISTENTES

7/7

Usuários GNV e Geração

30 de Junho de 2008

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista de Consumidores	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista de Consumidores	(Qde.)	(Qde.)

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista de Consumidores	(Qde.)	(Qde.)



Usuários com Consumo > 500.000 m³	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista de Consumidores	(Qde.)	(Qde.)

COGERAÇÃO

Usuários	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista de Consumidores	(Qde.)	(Qde.)



TERMOELÉTRICA

Usuários	Quantidade Medidores	Quantidade Ramais
Lista de Consumidores	(Qde.)	(Qde.)



4. Apêndice H-II. Detalhamento dos investimentos no período 07/2003 a 06/2008

O conjunto de planilhas refere-se aos investimentos realizados no período de julho de 2003 a junho de 2008. As planilhas desse conjunto referem-se em todos os casos a um semestre, sendo necessário o preenchimento do conjunto de informações para cada semestre do período mencionado, fazendo a correspondente discriminação dos investimentos entre aqueles destinados à reposição e os investimentos em expansão e novas instalações.

A seguir são descritas as características particulares de cada planilha.

Planilha “Tubulações”: Nos investimentos da rede devem ser considerados os custos de construção, desagregando custos de materiais e custos de obra, valores unitários e totais. Os materiais a serem incluídos são as tubulações e todas as peças adicionais, tais como curvas, T's etc. Os custos de construção devem incluir o custo do contrato de construção, com todos os materiais não específicos de gás (cimento, etc.), o custo do projeto executivo, os custos de permissões, os custos de licenças ambientais, supervisão e direção de obra, etc., fazendo a correspondente discriminação dos investimentos entre aqueles destinados à reposição e os investimentos em expansão e novas instalações.

Planilha “Válvulas”: segue-se o mesmo critério já descrito para a planilha de “Tubulações”. Os casos de válvulas especiais (se existir) devem ser apresentados de forma separada, numa planilha específica do mesmo formato para cada caso. Para os custos de construção devem-se considerar os mesmos itens descritos para a planilha de tubulações fazendo a correspondente discriminação dos investimentos entre aqueles destinados à reposição e os investimentos em expansão e novas instalações.

Planilha “City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização”: refere-se aos City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização. A classificação dessas instalações é por faixas de vazões nominais, além de nível de pressão e tipo de rede onde estão ligadas. Para os custos de construção devem-se considerar os mesmos itens descritos para a planilha de tubulações fazendo a correspondente discriminação dos investimentos entre aqueles destinados à reposição e os investimentos em expansão e novas instalações. Se for necessário contemplar casos particulares não considerados no desenho da planilha, a Concessionária apresentará planilhas específicas desses casos, no mesmo formato.

Planilhas referentes a Usuários: deve-se especificar em cada caso a quantidade de usuários, além dos custos dos ramais e conjuntos de regulação e medição. Nestas planilhas as informações devem ser desagregadas por faixas de vazões, nível de pressão e tipo de rede onde estão ligadas. Para os custos de construção dos ramais e os conjuntos de regulação e medição devem ser considerados os critérios já expostos na descrição da planilha de “Tubulações”, assim como os custos de projeto executivo, permissões, licenças ambientais, supervisão e direção de obra, etc. associados. Nos casos onde a quantidade de usuários atingidos é elevada, tais como projetos destinados ao fornecimento de grupos de usuários residenciais, devem ser informados valores médios dos custos.

Outros investimentos específicos do serviço: devem-se informar itens não incluídos na descrição anterior como, por exemplo, Sistema SCADA.



APÊNDICE H.II. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

1/7

Tubulações

Semestre:

Ano:

AP Aço 500 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

AP Aço 250 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 100 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 55 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 55psig		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição</i>	Comprimento	m									



de Ativos ou Nova Instalação	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15psig		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição</i> de Ativos ou Nova Instalação	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 55 psig Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição</i> de Ativos ou Nova Instalação	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15 psig Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição</i> de Ativos ou Nova Instalação	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BP PE80 Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição</i> de Ativos ou Nova Instalação	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



BP FF		Unidade	>30"	30" a >20"	20" a >16"	16" a >12"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



APÊNDICE H.II. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

Válvulas

Semestre:

Ano:

AP Aço 500 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

AP Aço 250 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 100 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 55 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



MP PE80 em 55 psig		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15 psig		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 55 psig Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15 psig Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BP PE80 Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



BP FF		Unidade	>30"	30" a >20"	20" a >16"	16" a >12"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



APÊNDICE H-II. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

3/7

Total City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Semestre: Regulação e Medição e Estações de Odorização

Ano:

Tipo de Estação	Sigla	
ETC - Estação de Transferência e Custódia	ETC	City Gates
ECP-P - Estação de Controle de Pressão – Primária	ECP-P	
ECP-S - Estação de Controle de Pressão – Secundária	ECP-S	
ECP-D - Estação de Controle de Pressão – Distrital	ECP-D	
ERM-AP - Estação de Regulação e Medição ligados em Alta Pressão	ERM-AP	
ERM-Out - Estação de Regulação e Medição ligados em Outras Classes de Pressão	ERM-Out	
Outros Pontos de Monitoramento	Outros	

ECP-P Ligadas em 500 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)		(Qde.)	(R\$/ECP-P)	(R\$/ECP-P)	(R\$/ECP-P)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Até 10.000				0	0
	10.001 a 50.000				0	0
	50.001 a 130.000				0	0
	130.001 a 300.000				0	0
	> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
	> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
	> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
				0	0
					Subtotal R\$	0



ECP-P Ligadas em 250 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-P)	(R\$/ECP-P)	(R\$/ECP-P)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ECP-S Ligadas em 100 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-S)	(R\$/ECP-S)	(R\$/ECP-S)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ECP-S Ligadas em 55 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-S)	(R\$/ECP-S)	(R\$/ECP-S)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



ECP-D Ligadas em 100 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-D)	(R\$/ECP-D)	(R\$/ECP-D)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
Subtotal R\$						0

ECP-D Ligadas em 55 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-D)	(R\$/ECP-D)	(R\$/ECP-D)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
Subtotal R\$						0

ERM-AP Ligadas em 500 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ERM-AP)	(R\$/ERM-AP)	(R\$/ERM-AP)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
Subtotal R\$						0



ERM-AP Ligadas em 250 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ERM-AP)	(R\$/ERM-AP)	(R\$/ERM-AP)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ERM-Out Ligadas em 100 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ERM-Out)	(R\$/ERM-Out)	(R\$/ERM-Out)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ERM-Out Ligadas em 55 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ERM-Out)	(R\$/ERM-Out)	(R\$/ERM-Out)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



Estações do Odorização		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/EO)	(R\$/EO)	(R\$/EO)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



Usuários Ligados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio RM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e RM Usuário	Custo Total dos Ramais e RM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/RM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal	0

Usuários Ligados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal	0

Usuários Ligados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal	0



Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
Subtotal R\$						0

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
Subtotal R\$						0



APÊNDICE H-II. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

6/7

Usuários Industriais Semestre: Ano:

Usuários Conectados em Rede de BT	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio / Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

Usuários Conectados em Rede de 55 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



	Usuários com Consumo > 500.000 m3	Consumo / Mês	Pressão da Rede de Conexão	# Custo ERM	Custo Unitário / Metro de Ramal	Comprimento Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário
	Lista dos usuários	m3	(psig)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$
1							0
2							0
						Subtotal R\$	0



APÊNDICE H-II. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

7/7

Usuários GNV e Geração

Semestre:

Ano:

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista dos usuários	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista dos usuários	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

Usuários Conectados em Rede de 500 psig (individual)	Quantidade Usuários	Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista dos usuários	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$



5. Apêndice H-III. Detalhamento de Ativos Não Específicos

Para os anos de 07/2003 a 06/2008, as informações de ativos não específicos são solicitadas em forma resumida no conjunto de planilhas “ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS” (Anos 2003-2008).

Esse conjunto está composto de dois grupos de planilhas, referentes a os investimentos em terrenos, ferramentas, veículos etc., os quais devem ser apresentados os valores bruto e líquido do ativo (existente e previsto) e discriminados em reposição de ativos e novos investimentos.

O conjunto de planilhas com o detalhe solicitado somente deverá ser preenchido com discriminação das quantidades físicas no final do período.

A seguir são descritas as características dos dois grupos de planilhas acima identificados.

Materiais e Serviços

São as planilhas identificadas como:

“Sistemas de Informática e PC’s”: referente aos Sistemas de Informação de Gestão (SIG) e equipamentos de informática;

“Comunicações”: referentes às comunicações corporativas;

“Veículos”: referente aos veículos necessários para a prestação do serviço;

“Terrenos e Edifícios”: referente aos terrenos e edifícios necessários para a prestação do serviço;

“Máquinas e Ferramentas”: referente às máquinas e ferramentas necessárias para a prestação do serviço;

“Materiais e Insumos”: referente aos materiais e insumos para a operação e manutenção da rede, incluindo odorizante, por exemplo;

“Outras Despesas”: referente a outras despesas necessárias para a prestação do serviço.

As informações de cada planilha deverão ser apresentadas pela Concessionária de modo a permitir identificar o processo ou atividade do serviço de distribuição de gás canalizado que origina a necessidade do investimento .

Nos casos em que os investimentos em ativos não específicos do serviço foram realizados no período de julho de 2003 a junho de 2008, deverá ser informada a data (mês/ano) e o valor de imobilização.

A seguir encontram-se detalhadas as características específicas de cada planilha.

- Na planilha “Sistemas de Informática” é apresentado um detalhamento tentativo dos sistemas de informação de gestão, o que deve ser adaptado pela Concessionária de modo a refletir adequadamente a sua situação específica. A empresa deve incluir as informações do valor bruto e líquido dos sistemas, tanto de *hardware* como de *software*. Como é habitual que vários sistemas utilizem o mesmo *hardware*, essa situação será contemplada alocando o *hardware* no principal sistema usuário e indicando no item “Observações” quais são os outros sistemas que utilizam esse *hardware*. Se deverá fazer a discriminação entre os investimentos destinados à reposição e os investimentos em novos equipamentos e software informático.



- Na planilha de “Comunicações” a Concessionária deverá incluir as informações separadas em quadros que permitam verificar o uso do serviço correspondente. No caso de equipamento próprio será o valor bruto e líquido dos investimentos, fazendo a correspondente discriminação dos investimentos entre aqueles destinados à reposição e os investimentos em novos equipamentos de comunicação..
- A planilha de “Veículos” está organizada de modo que possa ser identificada de forma precisa a unidade organizacional usuária de cada veículo. No caso de veículos próprios, deverão ser considerado o valor bruto e líquido dos investimentos, discriminados entre aqueles destinados à reposição e os investimentos em novos veículos. No caso de serviços de transporte contratados, somente deverão ser informadas as despesas referentes a esses serviços.
- Na planilha de “Terrenos e Edifícios” devem ser fornecidas as informações referentes a cada prédio, indicando seu valor bruto e líquido e a discriminação entre se é um prédio novo ou preexistente.. No item “Observações” a Concessionária deverá indicar a finalidade do prédio e a necessidade de sua utilização para o serviço de distribuição de gás canalizado. Também deverá ser informada a área total de terrenos e edifícios.
- Na planilha de “Máquinas e Ferramentas” devem ser incluídos todos os equipamentos com valor individual ou em conjunto maior a R\$ 1.000,00, classificados por tipo. No caso de equipamento próprio da Concessionária devem ser indicadas as quantidades, valor bruto e líquido do investimento e a discriminação entre investimentos de reposição e novas aquisições de máquinas e ferramentas . Para os equipamentos contratados serão consideradas unicamente as despesas associadas.

Despesas com Terceiros

Os serviços contratados com terceiros não contemplados nas planilhas já descritas deverão ser apresentados pela Concessionária de forma específica, com detalhamento das características de cada contrato em particular, sua finalidade e necessidade para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado. Os dados do contrato deverão incluir os preços unitários, as quantidades anuais previstas, o valor das despesas, e qualquer informação que seja necessária para identificar de forma adequada o serviço e determinar seu custo total anual. Nos casos de serviços por preços globais, somente deverão ser indicados estes valores e a identificação do serviço ou material associado.

A Concessionária apresentará de forma detalhada os contratos com terceiros referidos ao desenvolvimento de processos e atividades vinculados à prestação do serviço de gás canalizado, tais como tarefas de manutenção da rede, leitura de medidores, envio de faturas, cobrança, e outros. Nestes casos deverão ser definidos de forma precisa o objeto do contrato e a região geográfica de aplicação correspondente.

Deverão ser excluídos os contratos relativos à execução de obras. No caso dos contratos que sejam utilizados para obras e manutenção, a concessionária deverá explicitar a situação e fazer a alocação das parcelas correspondentes a despesas e investimentos, explicando os critérios utilizados.



APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Anos 2003-2008

1/10

SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PC'S

Descrição do Sistema de Informática	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
	Existente / Reposição / Novo	R\$	R\$	
SISTEMAS DE INFORMÁTICA				
PC'S				

APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Anos 2003-2008

2/10

COMUNICAÇÕES

Descrição do Sistema de Comunicações	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
	Existente / Reposição / Novo	R\$	R\$	
COMUNICAÇÕES				

APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Anos 2003-2008

3/10

VEÍCULOS



Descrição Geral dos Veículos	Tipo	Quantidade de Veículos	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Classe de equipamento especial, etc.)
	Existente / Reposição / Novo	Qde	R\$	R\$	
VEICULOS					



APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Anos 2003-2008

4/10

TERRENOS E EDIFÍCIOS

Descrição dos Terrenos e Edifícios	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Area Total Terreno	Area Total Edifício	Observações Particulares (Localização, Resumo do Uso, etc.)
	Existente / Reposição / Novo	R\$	R\$	m2	m2	
TERRENOS E EDIFÍCIOS						

APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Anos 2003-2008

5/10

MÁQUINAS E FERRAMENTAS

Descrição Geral das Máquinas e Ferramentas	Tipo	Quantidade de Máquinas ou Ferramentas	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Unidade onde se utiliza, etc.)
Descrição	Existente / Reposição / Novo	Qde	R\$	R\$	
MÁQUINAS E FERRAMENTAS					



APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

6/10

SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PC'S

Anos 2003-2008

Descrição do Sistema de Informática	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
Sistema de Gestão Comercial	Existente / Reposição / Novo	R\$	R\$	
Hardware				
Software				
Sistema de Call Center				
Hardware				
Software				
Sistema de Faturamento				
Hardware				
Software				
Sistema Base de Dados de Rede GIS				
Hardware				
Software				
Sistema de Gestão O&M				
Hardware				
Software				
Sistema de Gestão Obras				
Hardware				
Software				



Sistema de Administração e Contabilidade				
Hardware				
Software				
Sistema de Pessoal				
Hardware				
Software				
Sistema XXX				
Hardware				
Software				
Sistema YYY				
Hardware				
Software				
.....				
.....				
.....				

Computadores Pessoais	Tipo	Valor Novo de Compra Total	Idade Média dos PC's	Observações Particulares
Quantidade Total =	Existente / Reposição / Novo	R\$	Anos	
Hardware				
Software				



APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

7/10

COMUNICAÇÕES

Anos 2003-2008

Descrição do Sistema de Comunicações	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
Sistema de Comunicações de Dados	Existente / Reposição / Novo	R\$	R\$	
Equipamento Eletrônico de Comunicações				
Redes Fibra Óptica				
Redes de Radio Comunicações				
Redes Locais				
Outros Equipamentos				
.....				
Sistema de Comunicações de Operação				
Bases de Radio				
Torres e Antenas				
Rádios de Veículos e Pessoais				
Outros Equipamentos				
.....				
Call Center				
Centrais Telefônicas				
Cabos e Aparelhos				
Telefonia Externa				
.....				
Telefones				
Centrais Telefônicas				
Cabos e Aparelhos				
Telefonia Externa				



APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

8/10

VEÍCULOS

Anos 2003-2008

Descrição Geral dos Veículos	Quantidade de Veículos	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Classe de equipamento especial, etc.)
Conselho e Presidência	Qde	Existente / Reposição / Novo	R\$	R\$	
Carro					
Diretoria X					
Carro					
Caminhonete					
Gerência X1					
Carro					
Caminhonete					
Departamento X11					
Carro					
Caminhonete Comum					
Caminhonete com Equipamentos					
.....					
Veículos Especiais					
.....					
Departamento X12					
Carros					
Caminhonete Comum					
.....					
.....					
.....					
.....					
.....					
Escritório Comercial 1					
Carros					



Caminhonete Comum					
.....					
.....					
.....					
Unidade de Operação e Manutenção 1					
Carro					
Caminhonete Comum					
Caminhonete com Equipamentos					
Caminhão até 5 Toneladas					
Caminhão até 5 Toneladas com Equipamentos					
Caminhão de 5 até 12 Toneladas					
Caminhão de 5 até 12 Toneladas com Equipamentos					
Caminhão maior 12 Toneladas					
Caminhão maior 12 Toneladas com Equipamentos					
Veículos Especiais					
Veículos Especiais					
.....					
.....					
.....					
.....					
Unidade de Controle e Supervisão 1					
Carro					
Caminhonete Comum					
Caminhonete com Equipamentos					
Caminhão até 5 Toneladas					
Caminhão até 5 Toneladas com Equipamentos					
Caminhão de 5 até 12 Toneladas					
Caminhão de 5 até 12 Toneladas com Equipamentos					
Caminhão maior 12 Toneladas					
Caminhão maior 12 Toneladas com Equipamentos					
Veículos Especiais					
Veículos Especiais					
.....					
.....					



APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

9/10

TERRENOS E EDIFÍCIOS

Anos 2003-
2008

Descrição dos Terrenos e Edifícios	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Area Total Terreno	Area Total Edifício	Observações Particulares (Localização, Resumo do Uso, etc.)
Sede e Administrativos	Existente / Novo	R\$	R\$	m2	m2	
.....						
.....						
Escritórios Comerciais						
.....						
.....						
Bases O&M						
.....						
.....						
Bases Obras						
.....						
.....						
Almoxarifados						
.....						
.....						
Prédios com Instalações da Rede de Gás						
.....						
.....						
Outros						
.....						
.....						



APÊNDICE H.III. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

10/10

MÁQUINAS E FERRAMENTAS

Anos 2003-2008

Descrição Geral das Máquinas e Ferramentas	Quantidade de Máquinas ou Ferramentas	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Unidade onde se utiliza, etc.)
Descrição	Qde	Existente / Reposição / Novo	R\$	R\$	
Máquina 1					
Máquina 2					
Máquina 3					
Máquina 4					
Máquina 5					
Máquina 6					
Máquina 7					
Máquina 8					
Máquina 9					
.....					
.....					
.....					
.....					
.....					
.....					
.....					
.....					
Ferramenta 1					
Ferramenta 2					
Ferramenta 3					



Ferramenta 4					
Ferramenta 5					
.....					
.....					
.....					
.....					
.....					
.....					
Outras Máquinas e Ferramentas 1 (< R\$ 1.000)					
Outras Máquinas e Ferramentas 2 (< R\$ 1.000)					
Outras Máquinas e Ferramentas 3 (< R\$ 1.000)					
Outras Máquinas e Ferramentas 4 (< R\$ 1.000)					
Outras Máquinas e Ferramentas 5 (< R\$ 1.000)					
.....					
.....					
.....					



6. Apêndice H-IV. Detalhamento de custos e despesas operacionais

Para os anos de 2003 a 2006, as informações de despesas são solicitadas em forma resumida no conjunto de planilhas “DESPESAS OPERACIONAIS” (Anos 2003-2006).

Para o ano de 2007, as informações de despesas da rede de gás canalizado são solicitadas no conjunto de planilhas denominado “DESPESAS OPERACIONAIS” (Ano 2007). Esse conjunto está composto de dois grupos de planilhas, referentes a: (i) Quantidades e despesas de pessoal, por unidade de gestão; (ii) Despesas de materiais e serviços.

O conjunto de planilhas com o detalhe solicitado somente deverá ser preenchido para o ano de 2007, com discriminação das quantidades físicas no final do período.

Para cada item das despesas a concessionária deverá propor um rateio do valor total do item discriminando a parcela correspondente aos serviços taxados e atividades não correlatas em separado, indicando o critério utilizado.

A seguir são descritas as características dos dois grupos de planilhas acima identificados.

Pessoal

São as planilhas identificadas como:

“Conselho e Presidência”: referente à estrutura organizacional do Conselho e da Presidência;

“Diretorias (com pessoal centralizado)”: referentes às Diretorias;

“Atendimento Comercial”: referentes à estrutura organizacional do “Call Center” e das agências para o atendimento comercial dos usuários;

“Unidades de Operação e Manutenção”: referentes à estrutura organizacional para operação e manutenção das redes de gás canalizado;

“Unidades de Controle e Supervisão de Obras”: referentes à estrutura organizacional para o projeto e a execução das obras nas redes de gás canalizado.

A divisão em quadros tem o nível de desagregação apropriado para permitir identificar as funções dos grupos específicos de pessoal. Em cada quadro devem ser apresentadas as informações de quantidade de pessoal classificado por faixas de nível funcional, assim como as remunerações associadas, incluídos os encargos de qualquer origem. Na coluna de observações devem ser indicados aspectos tais como: localização da unidade, descrição resumida de tarefas quando for necessário etc.

A Concessionária poderá adequar os nomes e a desagregação dos níveis funcionais, de modo que seja refletida de forma apropriada a sua estrutura de pessoal. Do mesmo modo, poderá adequar as denominações das diretorias, gerências, unidades etc.

A seguir são apresentados aspectos específicos de cada planilha.

- A planilha de “Diretorias” é genérica. Deverá ser apresentada uma planilha para cada Diretoria da Concessionária. Deverá ser aplicado o mesmo procedimento para as gerências e unidades dependentes de cada Diretoria. As informações a serem fornecidas deverão refletir apropriadamente a estrutura organizacional das unidades centralizadas que compõem cada Diretoria.



- A planilha de “Atendimento Comercial” deve refletir a estrutura organizacional adotada pela Concessionária para o atendimento comercial dos usuários, leitura de medidores, entrega de faturas, edição de faturas e cobrança. Adicionalmente, deve ser apresentada a estrutura centralizada para o atendimento de grupos de usuários específicos (grandes consumidores, etc.), se existirem. No caso das agências de atendimento comercial, deve ser indicada a sua localização e a quantidade de usuários na área atendida.
- A planilha “Unidades de Operação e Manutenção” é referente à estrutura organizacional da Concessionária para a operação e manutenção das redes de distribuição de gás canalizado. A planilha está descrita de forma genérica, de modo a refletir as diversas unidades de gestão que funcionam de forma descentralizada. A Concessionária deverá indicar de forma detalhada a localização de cada unidade de gestão e sua finalidade essencial.
- A planilha referente a “Unidades de Controle e Supervisão de Obras” nas redes de distribuição de gás canalizado também está descrita de forma genérica, de modo a refletir as diversas unidades de gestão que funcionam de forma descentralizada. Do mesmo modo que no caso anterior (Operação e Manutenção), a Concessionária deverá indicar de forma detalhada a localização de cada unidade de gestão e sua finalidade essencial.

Para facilitar o entendimento da sua estrutura organizacional, a Concessionária deverá apresentar um organograma completo, acompanhado de um mapa indicando a distribuição geográfica do pessoal.

Materiais e Serviços

São as planilhas identificadas como:

- “Sistemas de Informática e PC’s”: referente aos Sistemas de Informação de Gestão (SIG) e equipamentos de informática;
- “Comunicações”: referentes às comunicações corporativas;
- “Veículos”: referente aos veículos necessários para a prestação do serviço;
- “Terrenos e Edifícios”: referente aos terrenos e edifícios necessários para a prestação do serviço;
- “Máquinas e Ferramentas”: referente às máquinas e ferramentas necessárias para a prestação do serviço;
- “Materiais e Insumos”: referente aos materiais e insumos para a operação e manutenção da rede, incluindo odorizante, por exemplo;
- “Outras Despesas”: referente a outras despesas necessárias para a prestação do serviço.

As informações de cada planilha deverão ser apresentadas pela Concessionária de modo a permitir identificar o processo ou atividade do serviço de distribuição de gás canalizado que origina a necessidade da despesa.

A seguir encontram-se detalhadas as características específicas de cada planilha.



- Na planilha “Sistemas de Informática” é apresentado um detalhamento tentativo dos sistemas de informação de gestão, o que deve ser adaptado pela Concessionária de modo a refletir adequadamente a sua situação específica. A empresa deve incluir as informações das despesas com licenças e manutenção. Como é habitual que vários sistemas utilizem o mesmo *hardware*, essa situação será contemplada alocando o *hardware* no principal sistema usuário e indicando no item “Observações” quais são os outros sistemas que utilizam esse *hardware*. No caso em que o serviço prestado por um SIG seja contratado, somente serão informadas as despesas correspondentes a esse serviço, realizando os esclarecimentos correspondentes no item “Observações”.
- Na planilha de “Comunicações” a Concessionária deverá incluir as informações separadas em quadros que permitam verificar o uso do serviço correspondente. No caso de equipamento próprio serão consideradas as despesas destes equipamentos. No caso de serviços contratados, somente deverão ser informadas as despesas referentes a esses serviços.
- A planilha de “Veículos” está organizada de modo que possa ser identificada de forma precisa a unidade organizacional usuária de cada veículo. No caso de veículos próprios, deverão ser consideradas as despesas. No caso de serviços de transporte contratados, somente deverão ser informadas as despesas referentes a esses serviços.
- Na planilha de “Terrenos e Edifícios” devem ser fornecidas as informações referentes a cada prédio, indicando suas despesas associadas. No caso de bens alugados, deverão ser considerados unicamente o gasto de aluguel e as despesas de manutenção. No item “Observações” a Concessionária deverá indicar a finalidade do prédio e a necessidade de sua utilização para o serviço de distribuição de gás canalizado. Também deverá ser informada a área total de terrenos e edifícios.
- Na planilha de “Máquinas e Ferramentas” devem ser incluídos todos os equipamentos com valor individual ou em conjunto maior a R\$ 1.000,00, classificados por tipo. No caso de equipamento próprio da Concessionária devem ser indicadas as quantidades, e custos de manutenção. Para os equipamentos contratados serão consideradas unicamente as despesas associadas.
- Na planilha de “Material e Insumo” devem ser incluídas todas as informações referentes às despesas com os materiais e insumos necessários às atividades de operação e manutenção das redes.
- Na planilha “Outras Despesas” a Concessionária deve incluir todas as despesas que não foram contempladas nas planilhas já descritas, tais como consumos de energia elétrica, vigilância e segurança de prédios, gastos gerais de escritório, etc. Também serão incluídas as despesas de caráter geral, tais como seguros.

Despesas com Terceiros

Os serviços contratados com terceiros que não estejam contemplados nas planilhas já descritas deverão ser apresentados pela Concessionária de forma específica, com detalhamento das características de cada contrato em particular, sua finalidade e necessidade para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado. Os dados do contrato deverão incluir os preços unitários, as quantidades anuais previstas, o valor das despesas, e qualquer informação que seja necessária para identificar de forma adequada o serviço e determinar seu custo total anual. Nos casos de serviços por preços globais, somente deverão ser indicados estes valores e a identificação do serviço ou material associado.



A Concessionária apresentará de forma detalhada os contratos com terceiros referidos ao desenvolvimento de processos e atividades vinculados à prestação do serviço de gás canalizado, tais como tarefas de manutenção da rede, leitura de medidores, envio de faturas, cobrança, e outros. Nestes casos deverão ser definidos de forma precisa o objeto do contrato e a região geográfica de aplicação correspondente.

Deverão ser excluídos os contratos relativos à execução de obras. No caso dos contratos utilizados para obras e manutenção, a concessionária deverá explicitar a situação e fazer a alocação das parcelas correspondentes a despesas e investimentos, explicando os critérios utilizados.



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Anos 2003-2006

1/8

Conselho	Total Remunerações	Observações Particulares
	R\$	
CONSELHO E PRESIDÊNCIA	0	
DIRETORIA I		
DIRETORIA II		
.....		
.....		
CALL CENTER		
ESCRITÓRIOS COMERCIAIS		
CICLO COMERCIAL		
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO		
CONTROLE E SUPERVISÃO DE OBRAS		



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Anos 2003-2006

2/8

SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PC'S

Descrição do Sistema de Informática	Quantidade	Despesa Anual da Licença	Despesas Manutenção e Outros	Total Despesas	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
	Qde	R\$	R\$	R\$	
SISTEMAS DE INFORMÁTICA					
PC'S					

APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Anos 2003-2006

3/8

COMUNICAÇÕES

Descrição do Sistema de Comunicações	Quantidade	Despesas Manutenção e Outros	Despesas com Terceiros	Total Despesas	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
	Qde	R\$	R\$	R\$	
COMUNICAÇÕES					

APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS Anos 2003-2006

4/8

VEÍCULOS

Descrição Geral dos Veículos	Quantidade de Veículos	Despesas Combustível	Despesas Manutenção e Outros	Observações Particulares (Classe de equipamento especial, etc.)
	Qde	R\$	R\$	
VEICULOS				



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Anos 2003-2006

5/8

TERRENOS E EDIFÍCIOS

Descrição dos Terrenos e Edifícios	Área Total Terreno	Área Total Edifício	Despesas Manutenção e Outros	Total Despesas Aluguel	Observações Particulares (Localização, Resumo do Uso, etc.)
	m2	m2	R\$	R\$	
TERRENOS E EDIFÍCIOS					

APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Anos 2003-2006

6/8

MÁQUINAS E FERRAMENTAS

Descrição Geral das Máquinas e Ferramentas	Quantidade de Máquinas ou Ferramentas	Despesas Manutenção e Outros	Observações Particulares (Unidade onde se utiliza, etc.)
Descrição	Qde	R\$	
MAQUINAS E FERRAMENTAS			

APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

7/8

Materiais e Insumos

Anos 2003-2006

Descrição	Valor da Despesa	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
	R\$	
Materiais		
Insumos		



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

8/8

OUTRAS DESPESAS

Anos 2003-2006

Outras Despesas	Valor da Despesa	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
	R\$	
OUTRAS DESPESAS		



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

1/12

CONSELHO E PRESIDÊNCIA

Ano 2007

Conselho	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares
	Qde	R\$	R\$	
Conselho			0	
Conselho Fiscal			0	
Relações com Investidores			0	
Assistentes			0	

Presidência	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares
	Qde	R\$	R\$	
Presidente			0	
Assessores			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	



DIRETORIAS (COM PESSOAL CENTRALIZADO)

Ano 2007

Diretoria X	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares
Diretoria	Qde	R\$	R\$	
Diretor			0	
Assessores			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
Gerência X1				
Gerente			0	
Assessores			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
Departamento X11				
Chefe			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados			0	



Técnicos				
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
.....				
.....				
Departamento X1N				
Chefe			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados				
Técnicos			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
Gerência X2				
Gerente			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	
Departamento X21				
Chefe			0	
Profissionais Sênior			0	
Profissionais Junior			0	
Técnicos Qualificados				
Técnicos			0	
Assistentes			0	
Auxiliares e Motoristas			0	



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

3/12

ATENDIMENTO COMERCIAL

Ano 2007

Call Center e Escritórios Comerciais	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares (Localização, etc.)
Call Center	Qde	R\$	R\$	
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Atendentes			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Escritório Comercial 1				
Chefe			0	
Profissionais e Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Atendentes			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Escritório Comercial 2				
Chefe			0	
Profissionais e Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Atendentes			0	



Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Leitura, entrega, cobrança				
Supervisores				
Leituristas				
Entregadores				
Cobreadores				



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

4/12

UNIDADES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO Ano 2007

Unidades de Operação e Manutenção	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares (Localização, Resumo de tarefas, etc.)
Unidade de Operação e Manutenção 1	Qde	R\$	R\$	
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Unidade de Operação e Manutenção 2				
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Unidade de Operação e Manutenção 3				
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	



Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

5/12

Ano 2007

UNIDADES DE CONTROLE E SUPERVISÃO DE OBRAS

Unidades de Controle e Supervisão de Obras	Quantidade de Integrantes	Remuneração Individual com Encargos	Total Remunerações	Observações Particulares (Localização, Resumo de tarefas, etc.)
Unidade de Controle e Supervisão 1	Qde	R\$	R\$	
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Unidade de Controle e Supervisão 2				
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	
Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	
Unidade de Controle e Supervisão 3				
Chefe			0	
Profissionais			0	
Técnicos Qualificados			0	



Supervisores			0	
Técnicos			0	
Assistentes e Auxiliares			0	
Motoristas			0	



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS
CUSTOS OPERACIONAIS

6/12

SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PC'S

Ano 2007

Descrição do Sistema de Informática	Quantidade	Despesa Anual da Licença	Despesas Manutenção e Outros	Total Despesas	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
Sistema de Gestão Comercial	Qde	R\$	R\$	R\$	
Hardware					
Software					
Sistema de Call Center					
Hardware					
Software					
Sistema de Faturamento					
Hardware					
Software					
Sistema Base de Dados de Rede GIS					
Hardware					
Software					
Sistema de Gestão O&M					
Hardware					
Software					
Sistema de Gestão Obras					
Hardware					
Software					
Sistema de Administração e Contabilidade					



Hardware					
Software					
Sistema de Pessoal					
Hardware					
Software					
Sistema XXX					
Hardware					
Software					
Sistema YYY					
Hardware					
Software					
.....					
.....					
.....					

Computadores Pessoais	Idade Média dos PC's	Despesa Anual Total de Licenças	Despesas Totais de Manutenção e Outros	Total Despesas Anuais	Observações Particulares
Quantidade Total =	Anos	R\$	R\$	R\$	
Hardware					
Software					



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

7/12

COMUNICAÇÕES

Ano 2007

Descrição do Sistema de Comunicações	Quantidade	Despesas Manutenção e Outros	Despesas com Terceiros	Total Despesas	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
Sistema de Comunicações de Dados	Qde	R\$	R\$	R\$	
Equipamento Eletrônico de Comunicações					
Redes Fibra Óptica					
Redes de Rádio Comunicações					
Redes Locais					
Outros Equipamentos					
.....					
Sistema de Comunicações de Operação					
Bases de Rádio					
Torres e Antenas					
Rádios de Veículos e Pessoais					
Outros Equipamentos					
.....					
Call Center					
Centrais Telefônicas					
Cabos e Aparelhos					
Telefonia Externa					
.....					
Telefones					
Centrais Telefônicas					
Cabos e Aparelhos					
Telefonia Externa					



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

8/12

VEÍCULOS

Ano 2007

Descrição Geral dos Veículos	Quantidade de Veículos	Despesas Combustível	Despesas Manutenção e Outros	Observações Particulares (Classe de equipamento especial, etc.)
Conselho e Presidência	Qde	R\$	R\$	
Carro				
Diretoria X				
Carro				
Caminhonete				
Gerência X1				
Carro				
Caminhonete				
Departamento X11				
Carro				
Caminhonete Comum				
Caminhonete com Equipamentos				
.....				
Veículos Especiais				
.....				
Departamento X12				
Carros				
Caminhonete Comum				
.....				
.....				
.....				
.....				
.....				
Escritório Comercial 1				
Carros				
Caminhonete Comum				



.....				
.....				
.....				
Unidade de Operação e Manutenção 1				
Carro				
Caminhonete Comum				
Caminhonete com Equipamentos				
Caminhão até 5 Toneladas				
Caminhão até 5 Toneladas com Equipamentos				
Caminhão de 5 até 12 Toneladas				
Caminhão de 5 até 12 Toneladas com Equipamentos				
Caminhão maior 12 Toneladas				
Caminhão maior 12 Toneladas com Equipamentos				
Veículos Especiais				
Veículos Especiais				
.....				
.....				
.....				
.....				
Unidade de Controle e Supervisão 1				
Carro				
Caminhonete Comum				
Caminhonete com Equipamentos				
Caminhão até 5 Toneladas				
Caminhão até 5 Toneladas com Equipamentos				
Caminhão de 5 até 12 Toneladas				
Caminhão de 5 até 12 Toneladas com Equipamentos				
Caminhão maior 12 Toneladas				
Caminhão maior 12 Toneladas com Equipamentos				
Veículos Especiais				
Veículos Especiais				
.....				
.....				



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS
CUSTOS OPERACIONAIS

9/12

TERRENOS E EDIFÍCIOS

Ano 2007

Descrição dos Terrenos e Edifícios	Area Total Terreno	Area Total Edifício	Despesas Manutenção e Outros	Total Despesas Aluguel	Observações Particulares (Localização, Resumo do Uso, etc.)
Sede e Administrativos	m2	m2	R\$	R\$	
.....					
.....					
Escritórios Comerciais					
.....					
.....					
Bases O&M					
.....					
.....					
Bases Obras					
.....					
.....					
Almoxarifados					
.....					
.....					
Prédios com Instalações da Rede de Gás					
.....					
.....					
Outros					
.....					
.....					



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

10/12

MÁQUINAS E FERRAMENTAS

Ano 2007

Descrição Geral das Máquinas e Ferramentas	Quantidade de Máquinas ou Ferramentas	Despesas Manutenção e Outros	Observações Particulares (Unidade onde se utiliza, etc.)
Descrição	Qde	R\$	
Máquina 1			
Máquina 2			
Máquina 3			
Máquina 4			
Máquina 5			
Máquina 6			
Máquina 7			
Máquina 8			
Máquina 9			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
Ferramenta 1			
Ferramenta 2			



Ferramenta 3			
Ferramenta 4			
Ferramenta 5			
.....			
.....			
.....			
.....			
.....			
Outras Máquinas e Ferramentas 1 (< R\$ 1.000)			
Outras Máquinas e Ferramentas 2 (< R\$ 1.000)			
Outras Máquinas e Ferramentas 3 (< R\$ 1.000)			
Outras Máquinas e Ferramentas 4 (< R\$ 1.000)			
Outras Máquinas e Ferramentas 5 (< R\$ 1.000)			
.....			
.....			
.....			



APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

11/12

Materiais e Insumos

Ano 2007

Materiais	Valor da Despesa	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
Mat. 1	R\$	
Mat. 2		
Mat. 3		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		

Insumos	Valor Anual da Despesa	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
Mat. 1	R\$	
Mat. 2		
Mat. 3		
.....		
.....		
.....		
.....		



.....		
-------	--	--

APÊNDICE H-IV. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

12/12

OUTRAS DESPESAS

Ano 2007

Outras Despesas	Valor da Despesa	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
Conselho e Presidência	R\$	
.....		
Diretoria X		
.....		
.....		
Gerência X1		
.....		
.....		
Departamento X11		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
Departamento X12		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		



.....		
.....		
Escritório Comercial 1		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
Unidade de Operação e Manutenção 1		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
Unidade de Controle e Supervisão 1		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
.....		
Geral		
.....		
.....		
.....		
.....		



ANEXO XI – ESTRUTURA BÁSICA DE SOLICITAÇÃO DE INFORMAÇÕES DO PLANO DE NEGÓCIOS

Este documento apresenta o Pedido de Informações à Concessionária, onde couber, dentro do 2º Ciclo de Revisão Tarifária que se conclui em maio de 2009. As informações solicitadas correspondem ao Plano de Negócios projetado pela concessionária, para subsidiar a continuidade do processo de revisão. Em cada caso são indicados os períodos específicos da solicitação. A solicitação das informações poderá ser ajustada em função das necessidades observadas pela ARSESP durante o processo.

Este pedido de informação se aplica a todas as Concessionárias. Os períodos do pedido de informação se corresponderão com a data da Revisão Tarifária aplicável de cada Concessionária.

Os conteúdos do Plano de Negócios devem refletir o planejamento detalhado da gestão global prevista pela Concessionária para o próximo ciclo tarifário, contendo um conjunto de informações que permitam o adequado desenvolvimento do processo da Revisão Tarifária.

As definições dos parâmetros técnicos e econômicos considerados neste pedido de informações são consistentes com aqueles incluídos no Plano de Contas estabelecido pela Portaria CSPE N° 22, de 19 de novembro de 1999.

Os contratos de concessão dos serviços de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo, na Cláusula Quinta, estabelecem o prazo para o fim da exclusividade da concessionária na comercialização do gás canalizado e a possibilidade dos usuários tornarem-se livres, exceto os usuários dos segmentos Residencial e Comercial. Por tanto, é importante considerar a separação de atividades de distribuição e comercialização e a classificação dos usuários livres.

Cada grupo de informações, que a Concessionária deve fornecer na apresentação de seu Plano de Negócios, tem associado um período de tempo ou uma data específica. Para os parâmetros referentes à gestão prevista pela Concessionária, o período básico considerado é aquele definido pelos terceiro e quarto ciclos tarifários, segundo o estabelecido no Contrato de Concessão.

1. Estrutura do Plano de Negócios

Os conteúdos essenciais do Plano de Negócios serão apresentados com base na estrutura descrita a seguir:

- 1- Objetivos estratégicos da Concessionária para o terceiro e quarto ciclos tarifários;
- 2- Estratégias adotadas para alcançar os objetivos definidos;
- 3- Descrição da evolução prevista do mercado,
- 4- Especificação por separado dos consumidores potencialmente livres em 2011, assim como a estimativa dos consumidores que optarão pelo mercado livre e os critérios utilizados para esta estimativa;
- 5- Receitas previstas, incluindo estimativa do efeito da liberalização de consumidores a partir de 2011;
- 6- Plano de investimentos;
- 7- Projeção de custos de aquisição de gás e de transporte de gás, incluindo estimativa do efeito da liberalização de consumidores a partir de 2011;



- 8- Projeção de custos e despesas operacionais, segregando custos de atividades complementares correlatas e atividades não correlatas;
- 9- Projeção de custos e despesas não operacionais e financeiros;
- 10- Custo de capital e projeção de impostos.
- 11- Cenário macroeconômico.

Nos parágrafos a seguir são apresentados os aspectos mais relevantes associados a cada um desses itens.

Objetivos estratégicos da Concessionária para o terceiro e quarto ciclos tarifários

O Plano de Negócios deverá descrever e justificar os objetivos estratégicos da Concessionária para o período indicado (terceiro e quarto ciclos tarifários), em termos de:

- a- Cobertura de mercado: áreas geográficas e segmentos de usuários;
- b- Produtos e serviços regulados;
- c- Concorrência e penetração em relação aos energéticos substitutos;
- d- Novos produtos e serviços a oferecer.
- e- Projeção de mercado dos consumidores livres.

Estratégias adotadas para alcançar os objetivos definidos

A Concessionária deverá descrever de forma explícita os aspectos essenciais das estratégias e ações estabelecidas para alcançar os objetivos definidos, referentes às seguintes áreas:

- a- Aquisição de gás e de transporte de gás;
- b- Investimentos;
- c- Operação e manutenção da rede de distribuição de gás canalizado;
- d- Gestão comercial;
- e- Direção, supervisão e controle da gestão geral;
- f- Sistemas de informação de gestão;
- g- Gestão de recursos humanos, incluindo rotatividade e capacitação do pessoal;
- h- Novos produtos e serviços;
- i- Gestão da Qualidade
- j- Comercialização, em particular estratégias frente à liberalização de consumidores.

Considerações sobre a Abertura da Atividade da Comercialização

A abertura da comercialização requer informações para o processo de revisão tarifária que reflete a diferencia entre os custos associados às sub atividades que são parte do negócio regulado da concessionária das outras atividades que serão abertas à competição.

A sub-atividade de faturamento a usuários livres será aberta a competição e inclui os seguintes processos:

- a- Faturamento
- b- Distribuição de faturas



- c- Cobrança (inclui a gestão da cobrança)
- d- Serviço ao Cliente, incluindo as reclamações em oficinas da empresa e a través de Call Centers.
- e- Gestão de compra e transporte de gás
- f- Publicidade e Marketing
- g- Outros gastos comerciais

A outra sub-atividade que forma parte da comercialização, mas não será competitiva, é a medição que inclui a leitura. Esta sub-atividade continuará sendo de exclusividade da distribuidora.

Por tanto, a Concessionária deverá desagregar (quando corresponda) seus custos (investimentos, operacionais, etc.) entre as atividades reguladas e as do mercado livre, com a finalidade de poder alocar adequadamente os mesmos às tarifas. Assim mesmo, deverá discriminar se os investimentos correspondem à reposição de ativos ou a novas instalações.

Descrição da evolução prevista do mercado

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do terceiro e quarto ciclos tarifários os parâmetros indicados a seguir, referidos ao mercado a ser atendido, assim como dos consumidores liberados previstos:

- Número de usuários ao final do ano e consumidores livres, por sistema e áreas geográficas associadas e por classe tarifária;
- Vendas de gás, identificando as classes tarifárias, assim como os sistemas de distribuição e áreas geográficas associados;
- Capacidade contratada, identificando as classes tarifárias, assim como os sistemas de distribuição e áreas geográficas associados.

Todos os valores monetários deverão ser apresentados a preços constantes de 30 de junho de 2008.

Receitas previstas

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do terceiro e quarto ciclos tarifários dos parâmetros indicados a seguir:

- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) previstas referentes ao repasse de custos de aquisição de gás e de transporte de gás, com os preços definidos na Portaria vigente na data de solicitação;
- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) referentes à prestação do serviço básico de distribuição de gás canalizado com a estrutura e valores tarifários vigentes na data da solicitação (considerando os descontos aplicados pela Concessionária);
- Receitas brutas e líquidas (demonstrando as deduções de cada um dos impostos, tributos e contribuições) previstas para os serviços taxados e para cada uma das atividades “não correlatas” a serem desenvolvidas pela Concessionária.

Todos os valores monetários deverão ser apresentados a preços constantes de 30 de junho de 2008.

Plano de Investimentos



A Concessionária deverá apresentar e justificar a razoabilidade e prudência dos investimentos assim como dos valores previstos para cada ano do terceiro e quarto ciclos tarifários dos parâmetros indicados a seguir:

Investimentos por projeto, identificando separadamente: a) as obras previstas na rede primária; b) as obras previstas na rede de distribuição; c) projetos referentes à gestão comercial e gestão de consumidores livres; d) projetos referentes à estrutura central.

Os investimentos deverão ser discriminados entre reposição de ativos e novas instalações, demonstrando no primeiro caso os motivos da reposição (fim da vida útil, obsolescência, etc.) e a razoabilidade e prudência dos segundos (projeções de mercado, análise custo/benefício, etc.)

A apresentação dos investimentos previstos na rede primária e na rede de distribuição deverá ser realizada segundo os procedimentos e formatação estabelecidos e desagregando esses investimentos segundo esta classificação: a) investimentos conjuntos; b) investimentos associados a um dos segmentos de usuários existentes, ou seja, residencial, comercial, industrial, termoelétrica, cogeração, gás natural veicular (GNV), livres.

Para cada projeto incluído no Plano de Investimentos deverá ser indicada a data efetiva de entrada em operação dos sistemas associados.

A Concessionária deverá apresentar os valores anuais de desativações de bens previstas no período (terceiro e quarto ciclos tarifários).

Todos os valores monetários deverão ser apresentados a preços constantes de 30 de junho de 2008.

Custos de aquisição de gás e de transporte de gás, tendo em conta os consumidores livres a partir de 2011.

A Concessionária deverá apresentar e justificar as projeções para cada ano do terceiro e quarto ciclos tarifários dos parâmetros indicados a seguir:

- Custos unitários de aquisição de gás;
- Custos unitários de transporte de gás.

Todos os valores monetários deverão ser apresentados a preços constantes de 30 de junho de 2008.

Custos e despesas operacionais

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do terceiro e quarto ciclos tarifários dos parâmetros indicados a seguir:

- Custos e despesas operacionais dos ativos, incluídos os incorporados no ciclo, classificados segundo o mesmo critério exposto no item Plano de Investimentos (CAPEX);
- Custos e despesas operacionais das instalações a serem renovadas;
- Volume das perdas de gás nas redes de distribuição (fugas, erros de medição) em m³.

Para cada um dos itens de custos operacionais descritos, deverão ser apresentados de forma desagregada as componentes associadas às atividades indicadas a seguir:

- Operação e manutenção dos ativos;
- Gestão comercial (ciclo de leitura, faturamento e cobrança, atendimento comercial de usuários e consumidores livres a partir de 2011);
- Gestão da aquisição e transporte de gás;



- Serviços taxados;
- Atividades não correlatas

A Concessionária justificará a finalidade (necessidade para a prestação do serviço da Concessionária) de cada processo e atividade, o âmbito físico de execução e os ativos envolvidos. Os ativos das redes de distribuição deverão ser desagregados por nível de pressão.

Todos os valores monetários deverão ser apresentados a preços constantes de 30 de junho de 2008.

Custos e despesas não operacionais e financeiros

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do terceiro e quarto ciclos tarifários dos custos não operacionais e financeiros (incluindo, em particular, o capital de giro), segundo o estabelecido na legislação societária e Plano de Contas.

Todos os valores monetários deverão ser apresentados a preços constantes de 30 de junho de 2008.

Custo do capital e impostos

A Concessionária deverá apresentar as informações descritas a seguir:

- Memória de cálculo detalhado do custo médio ponderado do capital projetado;
- Detalhamento dos impostos considerados na gestão econômico-financeira do período: IRPJ, CSSL, ICMS e outros.

Todos os valores monetários deverão ser apresentados a preços constantes de 30 de junho de 2008.

Cenário macroeconômico

A Concessionária deverá apresentar e justificar os valores previstos para cada ano do segundo e terceiro ciclos tarifários dos principais indicadores que caracterizam o cenário macroeconômico considerado: PIB nacional, regional e setorial, consumo por setor de atividade, investimento, IPCA, IGP-M, taxa de câmbio, taxa de juros, condições de financiamento etc.



2. Apêndice P-I. Detalhamento dos investimentos no período 07/2008 a 06/2013

O conjunto de planilhas refere-se aos investimentos planejados para o período de julho de 2008 a junho de 2013. As planilhas desse conjunto referem-se, em todos os casos, se referem a um semestre, sendo necessário o preenchimento do conjunto de informações para cada semestre do período mencionado.

A seguir são descritas as características particulares de cada planilha.

Planilha “Tubulações”: Nos custos da rede devem ser considerados os custos de construção, desagregando custos de materiais e custos de obra, valores unitários e totais. Os materiais a serem incluídos são as tubulações e todas as peças adicionais, tais como curvas, T's etc. Os custos de construção devem incluir o custo do contrato de construção, com todos os materiais não específicos de gás (concreto, etc.), o custo do projeto executivo, os custos de permissões, os custos de licenças ambientais, supervisão e direção de obra, etc..

Planilha “Válvulas”: segue-se o mesmo critério já descrito para a planilha de “Tubulações”. Os casos de válvulas especiais (se existir) devem ser apresentados de forma separada, numa planilha específica do mesmo formato para cada caso. Para os custos de construção devem-se considerar os mesmos itens descritos para a planilha de tubulações.

Planilha “City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização”: refere-se aos City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Regulação e Medição e Estações de Odorização. A classificação dessas instalações é por faixas de vazões nominais, além de nível de pressão e tipo de rede onde estão ligadas. Para os custos de construção devem-se considerar os mesmos itens descritos para a planilha de tubulações. Se for necessário contemplar casos particulares não considerados no desenho da planilha, a Concessionária apresentará planilhas específicas desses casos, no mesmo formato.

Planilhas referentes a Usuários: deve-se especificar em cada caso a quantidade de usuários, além dos custos dos ramais e conjuntos de regulação e medição. Nestas planilhas as informações devem ser desagregadas por faixas de vazões, nível de pressão e tipo de rede onde estão ligadas. Para os custos de construção dos ramais e os conjuntos de regulação e medição devem ser considerados os critérios já expostos na descrição da planilha de “Tubulações”, assim como os custos de projeto executivo, permissões, licenças ambientais, supervisão e direção de obra, etc. associados. Nos casos onde a quantidade de usuários atingidos é elevada, tais como projetos destinados ao fornecimento de grupos de usuários residenciais, devem ser informados valores médios dos custos.

Os consumidores potencialmente liberados a partir de 2011 devem ser informados no mesmo formato, porém em planilha separada, indicando a previsão da concessionária em quanto à estimação dos consumidores que efetivamente optarão.

Outros investimentos específicos do serviço: devem-se informar itens não incluídos na descrição anterior como, por exemplo, Sistema SCADA.



APÊNDICE P-I. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

Tubulações

Semestre:

Ano:

AP Aço 500 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

AP Aço 250 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 100 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 55 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



MP PE80 em 55psig		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15psig		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 55 psig Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15 psig Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



BP PE80 Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BP FF		Unidade	>30"	30" a >20"	20" a >16"	16" a >12"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Comprimento	m									
	Custo Unitário Obra	R\$/m									
	Custo Unitário Material	R\$/m									
	Custo Unitário Total	R\$/m	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



APÊNDICE P-I. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

Válvulas

Semestre:

Ano:

AP Aço 500 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

AP Aço 250 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP Aço 100 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



MP Aço 55 psig		Unidade	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 55 psig		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 15 psig		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MP PE80 em 55 psig Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



MP PE80 em 15 psig Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BP PE80 Inserção		Unidade	240	180	150	125	110	90	63	50	40
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BP FF		Unidade	>30"	30" a >20"	20" a >16"	16" a >12"	12"	10"	8"	6"	4"
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Quantidade	Un									
	Custo Unitário Obra	R\$/Un									
	Custo Unitário Material	R\$/Un									
	Custo Unitário Total	R\$/Un	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Custo Total	R\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0



APÊNDICE P-I. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

Total City Gates, Estações de Controle de Pressão, Estações de Semestre:
 Regulação e Medição e Estações de Odorização

Ano:

Tipo de Estação	Sigla
ETC - Estação de Transferência e Custódia	ETC
ECP-P - Estação de Controle de Pressão – Primária	ECP-P
ECP-S - Estação de Controle de Pressão – Secundária	ECP-S
ECP-D - Estação de Controle de Pressão – Distrital	ECP-D
ERM-AP - Estação de Regulagem e Medição ligados em Alta Pressão	ERM-AP
ERM-Out - Estação de Regulagem e Medição ligados em Outras Classes de Pressão	ERM-Out
Outros Pontos de Monitoramento	Outros

City Gates

ECP-P Ligadas em 500 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Vazão Nominal (m3/dia)		(Qde.)	(R\$/ECP-P)	(R\$/ECP-P)	(R\$/ECP-P)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>	Até 10.000				0	0
	10.001 a 50.000				0	0
	50.001 a 130.000				0	0
	130.001 a 300.000				0	0
	> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
	> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
	> 300.000 (Especificar cada uma)				0	0
				0	0
Subtotal R\$						0



ECP-P Ligadas em 250 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-P)	(R\$/ECP-P)	(R\$/ECP-P)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ECP-S Ligadas em 100 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-S)	(R\$/ECP-S)	(R\$/ECP-S)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ECP-S Ligadas em 55 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-S)	(R\$/ECP-S)	(R\$/ECP-S)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



ECP-D Ligadas em 100 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-D)	(R\$/ECP-D)	(R\$/ECP-D)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ECP-D Ligadas em 55 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ECP-D)	(R\$/ECP-D)	(R\$/ECP-D)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ERM-AP Ligadas em 500 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ERM-AP)	(R\$/ERM-AP)	(R\$/ERM-AP)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



ERM-AP Ligadas em 250 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ERM-AP)	(R\$/ERM-AP)	(R\$/ERM-AP)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ERM-Out Ligadas em 100 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ERM-Out)	(R\$/ERM-Out)	(R\$/ERM-Out)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

ERM-Out Ligadas em 55 psig		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/ERM-Out)	(R\$/ERM-Out)	(R\$/ERM-Out)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



Estações do Odorização		Quantidade	Custo Unitário Médio de Obra	Custo Unitário Médio de Material	Custo Unitário Médio Total	Custo Total
Lista por tipo		(Qde.)	(R\$/EO)	(R\$/EO)	(R\$/EO)	R\$
Indicar se é <i>Reposição de Ativos</i> ou <i>Nova Instalação</i>					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



APÊNDICE P-I. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

Usuários Residenciais

Semestre:

Ano:

Usuários Ligados em Rede de BT	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio RM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e RM Usuário	Custo Total dos Ramais e RM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/RM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal	0

#

Usuários Ligados em Rede de 55 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio RM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e RM Usuário	Custo Total dos Ramais e RM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/RM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal	0

#



Usuários Ligados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio RM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e RM Usuário	Custo Total dos Ramais e RM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/RM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal	0

#

Usuários Ligados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal	0

#

Usuários Ligados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal	0



Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

#

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

#



Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

#



APÊNDICE P-I. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

Usuários Industriais

Semestre:

Ano:

Usuários Conectados em Rede de BT	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio / Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

#

Usuários Conectados em Rede de 55 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

#



Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

#

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

#

Usuários Conectados em Rede de 500 psig	Quantidade Usuários	# Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista por categoria tarifária	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



	Usuários com Consumo > 500.000 m3	Consumo / Mês	Pressão da Rede de Conexão	# Custo ERM	Custo Unitário / Metro de Ramal	Comprimento Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário
	Lista dos usuários	m3	(psig)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$
1							0
2							0
						Subtotal R\$	0



APÊNDICE P-I. DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS

Usuários GNV e Geração

Semestre:

Ano:

Usuários Conectados em Rede de 100 psig	Quantidade Usuários	Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista dos usuários	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0

Usuários Conectados em Rede de 250 psig	Quantidade Usuários	Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista dos usuários	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					0	0
					Subtotal R\$	0



Usuários Conectados em Rede de 500 psig (individual)	Quantidade Usuários	Custo Unitário Médio ERM	Custo Unitário Médio/ Metro de Ramal	Comprimento Médio/Ramal	Custo Total / Ramal e ERM Usuário	Custo Total dos Ramais e ERM's Usuários
Lista dos usuários	(Qde.)	(R\$/ERM)	(R\$/m)	(m)	R\$	R\$



3. Apêndice P-II. Detalhamento de Ativos Não Específicos

Para os anos de 2008 a 2013, as informações de despesas e ativos não específicos são solicitadas em forma resumida no conjunto de planilhas “ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS” (Anos 2008-2013).

Nos casos onde corresponder, serão explicitados os investimentos para os consumidores livres a partir de 2011.

A seguir são descritas as características das planilhas de dados.

Materiais e Serviços

São as planilhas identificadas como:

“Sistemas de Informática e PC’s”: referente aos Sistemas de Informação de Gestão (SIG) e equipamentos de informática;

“Comunicações”: referentes às comunicações corporativas;

“Veículos”: referente aos veículos necessários para a prestação do serviço;

“Terrenos e Edifícios”: referente aos terrenos e edifícios necessários para a prestação do serviço;

“Máquinas e Ferramentas”: referente às máquinas e ferramentas necessárias para a prestação do serviço;

“Materiais e Insumos”: referente aos materiais e insumos para a operação e manutenção da rede, incluindo odorizante, por exemplo;

“Outras Despesas”: referente a outras despesas necessárias para a prestação do serviço.

As informações de cada planilha deverão ser apresentadas pela Concessionária de modo a permitir identificar o processo ou atividade do serviço de distribuição de gás canalizado que origina a necessidade do investimento.

Nos casos em que os investimentos em ativos não específicos do serviço foram realizados no período de julho de 2008 a junho de 2013, deverá ser informada a data (mês/ano) e o valor de imobilização, assim como a discriminação entre reposição de ativos e novos investimentos não específicos.

A seguir encontram-se detalhadas as características específicas de cada planilha.

- Na planilha “Sistemas de Informática” é apresentado um detalhamento tentativo dos sistemas de informação de gestão, o que deve ser adaptado pela Concessionária de modo a refletir adequadamente a sua situação específica. A empresa deve incluir as informações do valor bruto e líquido dos sistemas, tanto de *hardware* como de *software*. Como é habitual que vários sistemas utilizem o mesmo *hardware*, essa situação será contemplada alocando o *hardware* no principal sistema usuário e indicando no item “Observações” quais são os outros sistemas que utilizam esse *hardware*. Deverá ser indicado se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição e comercialização e também incluída a discriminação entre ativos de reposição e novos investimentos.



- Na planilha de “Comunicações” a Concessionária deverá incluir as informações separadas em quadros que permitam verificar o uso do serviço correspondente. No caso de equipamento próprio será considerado o valor bruto e líquido dos investimentos. Em todos os casos deverão ser indicado se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição, comercialização ou ambas e neste último caso, a percentagem alocada a cada atividade. Também deverá se incluída a discriminação entre ativos de reposição e novos investimentos.
- A planilha de “Veículos” está organizada para que seja informada a quantidade de veículos por unidade organizacional usuária. No caso de veículos próprios, deverá ser considerado o valor bruto e líquido dos investimentos. Em todos os casos deverão ser indicado se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição, comercialização ou ambas e neste último caso, a percentagem alocada a cada atividade. Também deverá se incluída a discriminação entre ativos de reposição e novos investimentos.
- Na planilha de “Terrenos e Edifícios” devem ser fornecidas as informações referentes a cada prédio, indicando seu valor bruto e líquido associado, indicando se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição, comercialização ou ambas. No item “Observações” a Concessionária deverá indicar a finalidade do prédio e a necessidade de sua utilização para o serviço de distribuição de gás canalizado. Também deverá ser informada a área total de terrenos e edifícios e informação se é um terreno o edifício existente ou a aquisição de um novo.
- Na planilha de “Máquinas e Ferramentas” devem ser incluídos todos os equipamentos, classificados por tipo. No caso de equipamento próprio da Concessionária devem ser indicadas as quantidades, valor bruto e líquido do investimento . Em todos os casos deverão ser indicado se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição, comercialização ou ambas e neste último caso, a percentagem alocada a cada atividade. Finalmente, deverá se incluída a discriminação entre ativos de reposição e novos investimentos em máquinas e ferramentas.



APÊNDICE P-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Ano:

1/5

SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PCS

Descrição do Sistema de Informática	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
SISTEMAS DE INFORMÁTICA	Reposição / Novo	R\$	R\$	
Módulo adicional para gestão de Clientes Livres				
PC'S				

APÊNDICE P-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Ano:

2/5

COMUNICAÇÕES

Descrição do Sistema de Comunicações	Area (Distrib. ou Comercializ.)	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Resumo do Objeto do Sistema, etc.)
COMUNICAÇÕES	Distrib.	Reposição / Novo	R\$	R\$	



APÊNDICE P-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Ano:

3/5

VEÍCULOS

Descrição Geral dos Veículos	Quantidade de Veículos	Area (Distrib. ou Comercializ.)	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Classe de equipamento especial, etc.)
VEICULOS	Qde	Comercializ.	Reposição / Novo	R\$	R\$	

APÊNDICE P-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Ano:

4/5

TERRENOS E EDIFÍCIOS

Ano 2007

Descrição dos Terrenos e Edifícios	Area (Distrib. ou Comercializ.)	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Area Total Terreno	Area Total Edifício	Observações Particulares (Localização, Resumo do Uso, etc.)
TERRENOS E EDIFÍCIOS	Distrib.	"Reposição" / Novo	R\$	R\$	m2	m2	



APÊNDICE P-II. DETALHAMENTO DOS ATIVOS NÃO ESPECÍFICOS

Ano:

5/5

MÁQUINAS E FERRAMENTAS

Descrição Geral das Máquinas e Ferramentas	Quantidade de Máquinas ou Ferramentas	Area (Distrib. ou Comercializ.)	Tipo	Valor Bruto Total	Valor Líquido Total	Observações Particulares (Unidade onde se utiliza, etc.)
MAQUINAS E FERRAMENTAS - Descrição	Qde		Reposição / Novo	R\$	R\$	



4. Apêndice P-III. Detalhamento de Custos e Despesas Operacionais

Para os anos de 2008 a 2013, as informações de despesas e ativos não específicos são solicitadas em forma resumida no conjunto de planilhas “DESPESAS OPERACIONAIS” (Anos 2008-2013).

Para cada item das despesas a concessionária deverá propor um rateio do valor total do item discriminando a parcela correspondente aos serviços taxados e atividades não correlatas em separado, indicando o critério utilizado. Adicionalmente deverão ser explicitados os rateios feitos para o imobilizado.

Nos casos onde corresponder, também serão explicitados os rateios para os consumidores livres a partir de 2011.

A seguir são descritas as características das planilhas de dados.

Pessoal

A divisão em quadros tem o nível de desagregação apropriado para permitir identificar as funções dos grupos específicos de pessoal. São diferenciadas as atividades das diversas diretorias da sede e atividades em campo, tanto comerciais como de operação e manutenção da rede. As unidades devem ser sub-divididas de modo de poder identificar sub-grupos de atividades dentro de cada unidade.

A Concessionária poderá adequar os nomes e a desagregação dos níveis funcionais, de modo que seja refletida de forma apropriada a sua estrutura de pessoal. Do mesmo modo, poderá adequar as denominações das diretorias, gerências, unidades etc.

Despesas com Terceiros

Os serviços contratados com terceiros deverão ser apresentados pela Concessionária de forma associada a cada atividade da empresa, com detalhamento das características de cada tipo de contrato, sua finalidade e necessidade para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado. Os dados do contrato deverão incluir as quantidades anuais previstas, o valor das despesas, e qualquer informação que seja necessária para identificar de forma adequada o serviço e determinar seu custo total anual. Nos casos de serviços por preços globais, somente deverão ser indicados estes valores e a identificação do serviço ou material associado.

A Concessionária apresentará de forma detalhada os contratos com terceiros referidos ao desenvolvimento de processos e atividades vinculados à prestação do serviço de gás canalizado, tais como tarefas de manutenção da rede, leitura de medidores, envio de faturas, cobrança, e outros. Nestes casos deverão ser definidos de forma precisa o objeto do contrato e a região geográfica de aplicação correspondente.

Deverão ser excluídos os contratos relativos à execução de obras. No caso dos contratos que sejam utilizados para obras e manutenção, a concessionária deverá explicitar a situação e fazer a alocação das parcelas correspondentes a despesas e investimentos, explicando os critérios utilizados.

Materiais e Serviços

São as planilhas identificadas como:

“Sistemas de Informática e PC’s”: referente aos Sistemas de Informação de Gestão (SIG) e equipamentos de informática;



“Comunicações”: referentes às comunicações corporativas;

“Veículos”: referente aos veículos necessários para a prestação do serviço;

“Terrenos e Edifícios”: referente aos terrenos e edifícios necessários para a prestação do serviço;

“Máquinas e Ferramentas”: referente às máquinas e ferramentas necessárias para a prestação do serviço;

“Materiais e Insumos”: referente aos materiais e insumos para a operação e manutenção da rede, incluindo odorizante, por exemplo;

“Outras Despesas”: referente a outras despesas necessárias para a prestação do serviço.

As informações de cada planilha deverão ser apresentadas pela Concessionária de modo a permitir identificar o processo ou atividade do serviço de distribuição de gás canalizado que origina a necessidade da despesa.

A seguir encontram-se detalhadas as características específicas de cada planilha.

- Na planilha “Sistemas de Informática” é apresentado um detalhamento tentativo dos sistemas de informação de gestão, o que deve ser adaptado pela Concessionária de modo a refletir adequadamente a sua situação específica. A empresa deve incluir as informações das despesas com licenças e manutenção. Como é habitual que vários sistemas utilizem o mesmo *hardware*, essa situação será contemplada alocando o *hardware* no principal sistema usuário e indicando no item “Observações” quais são os outros sistemas que utilizam esse *hardware*. No caso em que o serviço prestado por um SIG seja contratado, somente serão informadas as despesas correspondentes a esse serviço, realizando os esclarecimentos correspondentes no item “Observações”. Deverá ser indicado se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição e comercialização.
- Na planilha de “Comunicações” a Concessionária deverá incluir as informações separadas em quadros que permitam verificar o uso do serviço correspondente. No caso de equipamento próprio serão consideradas as despesas. No caso de serviços contratados, somente deverão ser informadas as despesas referentes a esses serviços. Em todos os casos deverão ser indicado se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição, comercialização ou ambas e neste último caso, a percentagem alocada a cada atividade.
- A planilha de “Veículos” está organizada para que seja informada a quantidade de veículos por unidade organizacional usuária. No caso de veículos próprios, deverão ser consideradas as despesas respectivas. No caso de serviços de transporte contratados, somente deverão ser informadas as despesas referentes a esses serviços. Em todos os casos deverão ser indicado se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição, comercialização ou ambas e neste último caso, a percentagem alocada a cada atividade.
- Na planilha de “Terrenos e Edifícios” devem ser fornecidas as informações referentes a cada prédio, indicando as despesas associadas, indicando se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição, comercialização ou ambas. No caso de bens alugados, deverão ser considerados unicamente o gasto de aluguel e as despesas de manutenção. No item “Observações” a Concessionária deverá indicar a finalidade do prédio e a necessidade de sua utilização para o serviço de distribuição de gás canalizado. Também deverá ser informada a área total de terrenos e edifícios.



- Na planilha de “Máquinas e Ferramentas” devem ser incluídos todos os equipamentos, classificados por tipo. No caso de equipamento próprio da Concessionária devem ser indicados os custos de manutenção de cada grupo de equipamentos. Para os equipamentos contratados serão consideradas unicamente as despesas associadas. Em todos os casos deverão ser indicado se os mesmos são utilizados nas atividades de distribuição, comercialização ou ambas e neste último caso, a percentagem alocada a cada atividade.
- Na planilha de “Material e Insumo” devem ser incluídas todas as informações referentes às despesas com os materiais e insumos necessários às atividades de operação e manutenção das redes, classificadas por grupo de atividade da empresa (manutenção, comercial, etc.) e também especificando a atividade (distribuição ou comercialização).
- Na planilha “Outras Despesas” a Concessionária deve incluir todas as despesas que não foram contempladas nas planilhas já descritas, tais como consumos de energia elétrica, vigilância e segurança de prédios, gastos gerais de escritório, etc. Também serão incluídas as despesas de caráter geral, tais como seguros.



APÊNDICE P-III. DETALHAMENTO DOS
CUSTOS OPERACIONAIS

Ano:

1/9

Conselho	Quantidade de Pessoas	Area (Distrib., Comercializ. ou ambas)	Total Remunerações	Observações Particulares
	Quantidade		R\$	
CONSELHO E PRESIDENCIA				
DIRETORIA I				
DIRETORIA II				
.....				
.....				
CALL CENTER				
ESCRITORIOS COMERCIAIS				
CICLO COMERCIAL				
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO				
CONTROLE E SUPERVISAO DE OBRAS				



APÊNDICE P-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Ano:

3/9

SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PC'S

Descrição do Sistema de Informática	Despesa Anual da Licença	Despesas Manutenção e Outros	Total Despesas	Observações Particulares (Resumo do Objetivo do Sistema, etc.)
SISTEMAS DE INFORMÁTICA	R\$	R\$	R\$	
Módulo adicional para gestão de Clientes Livres				
PC'S				

APÊNDICE P-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Ano:

4/9

COMUNICAÇÕES

Descrição do Sistema de Comunicações	Area (Distrib. ou Comercializ.)	Despesas Manutenção e Outros	Despesas com Terceiros	Total Despesas	Descrição do Sistema de Comunicações
COMUNICAÇÕES	Distrib.	R\$	R\$	R\$	COMUNICAÇÕES



APÊNDICE P-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Ano:

5/9

VEÍCULOS

VEÍCULOS

Descrição Geral dos Veículos	Quantidade de Veículos	Área (Distrib. ou Comercializ.)	Despesas Combustível	Despesas Manutenção e Outros	Descrição Geral dos Veículos
VEICULOS	Qde	Comercializ.	R\$	R\$	VEICULOS

APÊNDICE P-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Ano:

6/9

TERRENOS E EDIFÍCIOS

Descrição dos Terrenos e Edifícios	Área (Distrib. ou Comercializ.)	Área Total Terreno	Área Total Edifício	Despesas Manutenção e Outros	Total Despesas Aluguel	Observações Particulares (Localização, Resumo do Uso, etc.)
TERRENOS E EDIFÍCIOS	Distrib.	m2	m2	R\$	R\$	



APÊNDICE P-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Ano:

7/9

MÁQUINAS E FERRAMENTAS

Descrição Geral das Máquinas e Ferramentas	Quantidade de Máquinas ou Ferramentas	Área (Distrib. ou Comercializ.)	Despesas Manutenção e Outros	Observações Particulares (Unidade onde se utiliza, etc.)
MAQUINAS E FERRAMENTAS - Descrição	Qde		R\$	



APÊNDICE P-III. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

8/9

Materiais e Insumos

Ano:

Descrição	Valor da Despesa	Área (Distrib. ou Comercializ.)	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
	R\$		
Materiais			
Insumos			

APÊNDICE P-II. DETALHAMENTO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

9/9

OUTRAS DESPESAS

Ano:

Outras Despesas	Valor da Despesa	Área (Distrib. ou Comercializ.)	Observações Particulares (Esclarecimento sobre a finalidade do gasto)
OUTRAS DESPESAS	R\$		