



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017

*Metodologia de revisão tarifária da concessionária
Gasmig*

Julho, 2017

Índice

1. Introdução	4
2. Objetivo	5
3. Contextualização	5
4. Aspectos gerais	7
5. Composição da tarifa	8
6. Determinação da margem da concessionária	8
6.1. Receita requerida	8
6.2. Índice de reposicionamento tarifário.....	11
6.3. Mercado	11
6.4. Custos operacionais eficientes.....	12
6.4.1. <i>Outros custos operacionais</i>	<i>12</i>
6.4.2. <i>Custos operacionais eficientes totais</i>	<i>13</i>
6.5. Base de Remuneração Regulatória	13
6.5.1. <i>Avaliação dos investimentos históricos.....</i>	<i>14</i>
6.5.2. <i>Evolução da Base de Remuneração Regulatória.....</i>	<i>14</i>
6.5.3. <i>Outros componentes da BRR.....</i>	<i>14</i>
6.5.4. <i>Depreciações</i>	<i>15</i>
6.6. Controle dos Investimentos	16
6.7. Taxa de custo de capital	16
6.8. Serviços Taxados	17
6.9. Outras Receitas	17
7. Proposta tarifária	17
7.1. Aspectos gerais.....	17
7.2. Composição da tarifa	18
7.3. Tarifa de uso do serviço de distribuição e do serviço de comercialização	18
7.3.1. <i>Cálculo da TUSD e TSC.....</i>	<i>20</i>
7.4. Tarifas com descontos.....	21
7.5. Tarifas do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador	21
8. Reajuste das tarifas	21
8.1. Metodologia geral para o reajuste anual da margem da concessionária.....	21
8.1.1. <i>Índices de preços</i>	<i>22</i>
8.1.2. <i>Fator X.....</i>	<i>22</i>
8.1.3. <i>Custos transferíveis aos usuários</i>	<i>22</i>
8.2. Preço do gás e transporte e metodologia geral de ajuste	23
8.2.1. <i>Parcela Compensatória</i>	<i>23</i>
8.2.2. <i>Perdas.....</i>	<i>24</i>

9. Revisão Tarifária Extraordinária	25
10. Referências	27
11. ANEXO I - Metodologia de determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR)....	28
12. ANEXO II - Metodologia de estimação do Estoque regulatório.....	48
13. ANEXO III - Metodologia para o Controle dos Investimentos.....	57
14. ANEXO IV - Metodologia de determinação dos Custos Operacionais Eficientes.....	65
15. ANEXO V - Metodologia de estimação das Inadimplências.....	136
16. ANEXO VI - Metodologia de estimação do Fator X.....	142
17. ANEXO VII - Metodologia de determinação das Perdas.....	153
18 ANEXO VIII - Metodologia de cálculo da Parcela Compensatória.....	163

1. Introdução

A concessão da exploração do serviço de distribuição de gás canalizado no estado de Minas Gerais à Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG - foi estabelecida por Contrato de Concessão que data de 1993. Desde então o país e o estado se transformaram e o mercado de gás natural se desenvolveu e consolidou. Em 2016, a GASMIG, alcançou a marca de 1.014 quilômetros de rede e comercializou mais de 1 bilhão de metros cúbicos de gás com mais de 15.000 clientes entre geradores de eletricidade, indústrias, estabelecimentos comerciais e residências, além de seus clientes que oferecem serviços de gás natural comprimido.

Em dezembro de 2014 foi firmado o segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão em que se definiu a ocorrência da primeira revisão tarifária, e que novas revisões deverão ser realizadas a cada cinco anos. Trata-se de marco relevante para a evolução da regulação e da prestação do serviço de distribuição no estado, que a partir de então terá que fortalecer seu marco regulatório, aperfeiçoando o controle, ampliando a transparência e incentivando o aumento da eficiência e qualidade do serviço.

O Termo Aditivo ao Contrato de Concessão prevê que a revisão tarifária “deverá estar de acordo com as melhores práticas utilizadas por agências reguladoras nacionais e internacionais para o setor de distribuição de gás natural e deverá atender os princípios de modicidade tarifária e de rentabilidade que permitam resguardar a sustentabilidade econômico-financeira da Concessionária”.

Assim, em 2015 o governo de Minas Gerais iniciou os trabalhos da Primeira Revisão Tarifária Periódica (1ª RTP) do serviço de distribuição de gás canalizado do estado, conduzido pela Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico (SEDE) que, a partir de julho de 2016, foi sucedida na atividade de regulação do serviço pela Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior (SEDECTES), de acordo com a Lei Estadual 22.257 de 22 de julho de 2016. Além da modicidade tarifária e do equilíbrio econômico-financeiro elencados pelo Contrato de Concessão, o processo de Revisão Tarifária Periódica do serviço de distribuição de gás em Minas Gerais é pautado pelos objetivos de incentivo a eficiência e qualidade do serviço, desenvolvimento do mercado de gás natural e aumento da transparência e participação.

Em julho de 2016, foi aberta a primeira Consulta Pública da 1ª RTP, referente a Determinação da Taxa de Custo de Capital da GASMIG. A proposta da taxa foi apresentada pela Nota Técnica SEDE/SPME nº 01/2016. Com base nas contribuições enviadas dentro do prazo da consulta a SEDECTES publicou a Resolução nº 34 de 06 de abril de 2017 que estabeleceu a Taxa de Custo de Capital da GASMIG para o Primeiro Ciclo Tarifário, bem como a Nota Técnica SEDECTES nº 01/2017 que apresenta a análise das contribuições e o resultado final.

Em maio de 2017, a SEDECTES realizou a segunda Consulta Pública da 1ª RTP, referente a Metodologia de revisão tarifária da concessionária Gasmig, de acordo com a Resolução SEDECTES nº 34/2017. A Nota Técnica nº 02/2017 e seus anexos foram disponibilizados para que o público realizasse suas contribuições. As contribuições encaminhadas dentro do prazo foram analisadas e respondidas. Elas foram publicadas no site da SEDECTES juntamente com a Nota Técnica nº 03/2017 que apresenta o posicionamento da SEDECTES frente a todas as solicitações e recomendações apresentadas.

A SEDECTES vem, portanto, dar continuidade ao processo, apresentando na presente Nota Técnica a metodologia de revisão tarifária que norteará todo o procedimento de avaliação e cálculo das tarifas da GASMIG que serão aplicadas para o Primeiro Ciclo Tarifário da concessionária. Essa Nota Técnica é fruto das contribuições apresentadas na segunda Consulta Pública e está em acordo com as respostas da SEDECTES frente a cada proposta recebida, conforme publicado na Nota Técnica nº 03/2017.

2. Objetivo

A presente Nota Técnica SEDECTES Nº 04/2017 apresenta os procedimentos gerais e a metodologia que serão aplicados no cálculo do reposicionamento tarifário e da estrutura tarifária na Primeira Revisão Tarifária Periódica da GASMIG - Companhia de Gás de Minas Gerais.

A Nota Técnica estabelece a metodologia de cálculo e definição dos seguintes pontos:

- As tarifas limites ou máximas estabelecidas pelo Regulador, a serem aplicadas pela concessionária aos usuários na prestação do serviço de distribuição de gás natural canalizado.
- As atualizações e ajustes periódicos das tarifas máximas.
- Os indicadores, parâmetros, metodologias e demais elementos relacionados com a determinação das tarifas máximas.
- As tarifas para uso do sistema de distribuição no âmbito do Mercado Livre de Gás de Minas Gerais.
- O sistema de Revisões Extraordinárias.

Esta Nota Técnica é complementada com anexos que detalham a metodologia dos principais componentes do cálculo, tais como: Custos Operacionais Eficientes, Base de Remuneração Regulatória, Fator X, Estoque, Inadimplências, Parcela Compensatória, Perdas e Controle dos Investimentos.

Dessa forma, o objetivo principal do regime regulatório proposto é a compatibilização da maximização do bem-estar social sujeito à oportunidade da concessionária do serviço de gás canalizado obter uma rentabilidade razoável compatível com atividades de risco similar. Trata-se, em linhas gerais, de criar um sistema de incentivos que induza a concessionária a comportar-se de maneira que persiga a maximização de seus resultados, bem como cumpra com os objetivos fixados pelo Regulador e garanta a prestação do serviço regulado.

A presente Nota Técnica procura atingir os seguintes objetivos:

- Estabelecer condições e regras eficazes, previsíveis e transparentes.
- Propiciar que a atividade regulada seja desenvolvida de forma eficiente, de acordo com princípios de uniformidade, homogeneidade, regularidade, segurança e continuidade.
- Promover a aplicação de tarifas adequadas para os usuários.
- Resguardar o princípio do equilíbrio econômico do contrato de concessão.

3. Contextualização

Em termos gerais, podem-se identificar dois tipos de regulações:

- i) A regulação por custos ou regulação tradicional;
- ii) A regulação por preço ou regulação por incentivos.

A regulação tradicional procura atingir uma eficiência alocativa, onde os preços refletem os custos de prestação do serviço. As regulações tradicionais ("Cost of Service" ou "RoR" ou "Cost Plus") têm como objetivo permitir que a Concessionária atinja seus custos e obtenha um retorno razoável, porém tem a característica negativa de não incentivar a redução de custos, produto do esforço gerencial e do progresso tecnológico, uma vez que os ganhos de eficiência e reduções dos custos não são transferidos ao usuário imediatamente.

Como alternativa, surge a regulação por incentivos, que procura induzir a eficiência produtiva (redução de custos). Segundo Araújo e Oliveira (2005) a regulação por incentivos surgiu, precisamente, como

resposta às limitações da regulação por custo de serviço¹, quando foram privatizadas as empresas britânicas de serviços públicos², na primeira metade dos anos 80.

A metodologia de regulação por incentivos foi adotada como uma alternativa ao método de tarifação pela taxa interna de retorno (ou regulação por custo de serviço), tendo em vista a avaliação negativa deste critério por parte dos novos reguladores. As desvantagens encontravam-se no elevado custo de regulação e a ausência de incentivos para uma conduta eficiente da empresa regulada, tais como a busca da inovação tecnológica, além do estímulo de incorrer em alguns casos em investimentos redundantes e ineficientes (LITTLECHILD, 1983).

O objetivo dos reguladores ingleses, ao implementar a regulação por incentivo, era eliminar os riscos e custos da ação reguladora, dispensando, entre outras coisas, controles que necessitassem de informações custosas como no caso do critério da taxa interna de retorno.

Dessa forma, a adoção do método por incentivos contribuiria para reduzir o risco de captura das agências reguladoras, ao não expô-las a uma situação de assimetria de informações, e para incentivar a ação eficiente das firmas, uma vez que, com preços (receitas) fixos, estas poderiam apropriar-se da redução de custos que viesse a ocorrer entre os períodos revisionais. Tal que a firma regulada é induzida a minimizar os custos de produção como se fosse uma empresa tomadora de preços em uma concorrência perfeita, para assim obter maiores ganhos.

Além disso, o método tarifário proporciona regras mais simples e transparentes, fornecendo maior grau de liberdade de gestão para as empresas em regime de monopólio natural, como também estimulando ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores.

Sendo assim, no mecanismo de tarifação por regulação por incentivos, o regulador define um preço-teto ou receita máxima durante um período de tempo, de maneira que seja compatível com a rentabilidade adequada de uma companhia eficiente. Em seguida, o regulador estabelece um índice de reajuste anual para repor as perdas inflacionárias e uma meta anual de ganhos de produtividade, conhecida como “fator X”. Tal meta é subtraída do reajuste previamente calculado, visando beneficiar os consumidores com as reduções esperadas de custos de empresas buscando continuamente a eficiência econômica.

O princípio básico desse tipo de regulação é que os preços são fixados sobre a base dos custos eficientes de provisão dos serviços e são mantidos sem mudanças durante um período de tempo. Tendo por objetivo promover ativamente as reduções de custos e a inovação, se durante esse período, a concessionária consegue melhorar a sua eficiência, superando os níveis fixados pelo regulador, poderá obter uma rentabilidade adicional durante um tempo.

Na revisão tarifária seguinte, o regulador redefinirá os custos eficientes de prestação do serviço regulado em função das novas condições de eficiência, avanço tecnológico, situação de escala do mercado e a densidade da área de serviço.

1 A regulação por custo de serviço é a forma mais antiga e mais difundida de regulação econômica de monopólios naturais. Ela também é chamada de regulação por custo histórico, por custo contábil ou “à taxa de retorno fixa”. A presente Nota Técnica não tem intenção de aprofundar sobre a metodologia de custo de serviço, no entanto cabe nesse ponto uma definição resumida da metodologia.

Na metodologia de custo de serviço é estabelecida uma taxa fixa de retorno para a concessionária que é aplicada à base de ativos regulatória (BAR) qualquer que seja o estado da natureza que venha a se realizar. A expressão matemática do modelo de custo de serviço é dada pela seguinte fórmula:

$$\text{Receita} - \text{Despesas} - \text{Depreciação} - \text{Impostos} = r (\text{BAR})$$

Sendo “r” a taxa de remuneração fixa, normalmente estabelecida em lei ou ato normativo do Regulador, e a BAR ou base de ativos regulatória do investidor é igual ao total de investimentos não depreciados desenvolvidos pela concessionária.

2 O mecanismo “Price Cap” foi proposto por Stephen Littlechild, quando se privatizou a companhia telefônica “British Telecom”, implantado primeiramente nas telecomunicações em 1984, estendendo-se, posteriormente, aos setores de gás natural em 1986, aeroportos em 1987 e abastecimento de água em 1989 e 1990 (Rees e Vickers, 1995).

A literatura tem sido unânime em apontar que regimes por incentivos são superiores ao regime de custo sobre o serviço e a evidência empírica tem demonstrado que os regimes por incentivo reúnem melhores características e condições para desenvolver o mercado de gás natural, incentivando uma conduta eficiente por parte da empresa regulada, como a redução de custos, a busca da inovação tecnológica e a diminuição do custo de regulação.

4. Aspectos gerais

A presente Nota Técnica estabelece um regime tarifário por incentivos do tipo *tarifas teto* para cada tipo de serviço ou segmento, definindo um mecanismo de preços máximos com base nos custos eficientes da empresa projetados para o ciclo tarifário.

A regulação centra-se na fixação de um limite para a tarifa que pode ser cobrada pela concessionária e na definição de diretrizes para a fixação da estrutura tarifária, sendo que as tarifas limites deverão remunerar a totalidade do custo de prestação do serviço.

As revisões tarifárias acontecerão a cada cinco (5) anos, conforme definido no Contrato de Concessão, com o objetivo de definir as tarifas máximas iniciais do quinquênio.

Em síntese, o regime regulatório estabelecido incorpora os seguintes componentes principais:

- Definição de Tarifa Teto para o ciclo tarifário;
- Revisão Periódica da Tarifa Teto a cada 5 anos;
- Definição de um fator que transfira parte dos ganhos de produtividade aos usuários do serviço;
- Reajustes Periódicos da Tarifa que permitam manter seu valor em termos reais e repassar ganhos de produtividade aos consumidores;
- Tratamento de Atividades não Reguladas;
- Diretrizes para a Estrutura Tarifária;
- Tratamento tarifário para o uso do sistema de distribuição no âmbito do Mercado Livre
- Sistema de Revisões Extraordinárias.

Para calcular o preço de equilíbrio serão considerados os custos eficientes associados aos serviços regulados prestados pela concessionária e desta forma se obterá uma receita de equilíbrio. Esta será comparada com a receita esperada caso fossem aplicadas as tarifas atuais, determinando um aumento ou redução média das tarifas, denominado reposicionamento tarifário. As tarifas assim definidas prevalecerão durante o ciclo tarifário de cinco anos.

Ademais, a cada ano, a tarifa somente sofrerá os reajustes estipulados nesta nota técnica, que permitirão manter as tarifas em termos reais (considerado o efeito da inflação) e repassar aos consumidores parte dos ganhos de produtividade do período.

Finalmente, tomando em consideração os princípios definidos nesta nota técnica e o cálculo do reposicionamento tarifário, a concessionária deverá submeter para aprovação da SEDECTES uma proposta de estrutura tarifária para o ciclo tarifário.

Como parte do processo de revisão tarifária, a concessionária deverá apresentar um plano de negócios referente aos cinco anos do ciclo tarifário seguinte, cujas informações servirão de base para o cálculo do reposicionamento tarifário.

O plano de negócios deverá conter, minimamente:

- Projeções de mercado (volumes, requerimentos de capacidade e quantidade de clientes) para o ciclo tarifário seguinte, por segmento tarifário e por tipo de serviço, indicando ainda o consumo médio de cada classe.
- Plano de investimentos detalhado caracterizando os investimentos em componentes físicos e monetários.

- Projeções dos custos operacionais.

Adicionalmente, a concessionária deverá fornecer informações históricas que permitirão avaliar seu desempenho, evolução e comparação com outras empresas do setor e auxiliem na definição de padrões e metas de eficiência a serem atingidos no ciclo tarifário. As informações históricas ainda servirão para determinar eventuais compensações tarifárias provenientes de investimentos não realizados no ciclo anterior.

Nas próximas seções desta nota técnica são apresentados os principais elementos que compõem a metodologia tarifária.

5. Composição da tarifa

A tarifa total do serviço de gás natural canalizado apresenta os seguintes componentes³:

- Tarifa de uso do serviço de distribuição (TUSD);
- Tarifa de serviço de comercialização (TSC);
- Preço do gás⁴ e transporte;
- Tributos;
- Parcela Compensatória;
- Encargos financeiros.

Os dois primeiros componentes correspondem à margem da concessionária (Tarifa de uso do serviço de distribuição - TUSD e a Tarifa de serviço de comercialização – TSC) e remuneram as atividades de distribuição e comercialização regulada da concessionária.

Nas seguintes seções serão descritas as metodologias e critérios a utilizar para definir as variáveis necessárias para a determinação da margem da concessionária, bem como para determinar a estrutura tarifária, a parcela compensatória e os ajustes periódicos.

6. Determinação da margem da concessionária

6.1. Receita requerida

A receita requerida (RR) é o volume mínimo de recursos que permite à concessionária de gás natural canalizado, para cada ano do ciclo tarifário, cobrir os custos eficientes de administração, operação, manutenção e comercialização do serviço regulado (distribuição de gás natural canalizado), bem como cumprir com os serviços da dívida e obter um retorno razoável sobre o capital investido.

A receita requerida terá duas componentes: i) receita requerida do serviço de distribuição e ii) receita requerida do serviço de comercialização regulada.

- A **receita requerida do serviço de distribuição** cobre os custos e ativos relacionados com a prestação do serviço de acesso, uso, operação e manutenção do sistema de distribuição e

³ O preço do gás e transporte e os tributos são fixados exogenamente à estrutura tarifária, enquanto que as tarifas TUSD e TSC englobam os recursos monetários desembolsados a cargo da concessionária e necessários para o desenvolvimento da atividade de distribuição e comercialização regulada de gás canalizado, compreendendo a remuneração da concessionária para a realização dos investimentos de expansão da rede de distribuição e de sua manutenção, bem como a operação do sistema.

⁴ Inclui as perdas de gás regulatórias.

movimentação de gás natural próprio e de terceiros. Esta receita será coberta pela aplicação da Tarifa de uso do serviço de distribuição.

- A **receita requerida do serviço de comercialização regulada** cobre os custos e ativos relacionados com a atividade de compra e venda de gás natural dos consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres que sejam atendidos pela concessionária. Esta receita será coberta pela aplicação da Tarifa de serviço de comercialização.

A concessionária deverá identificar a que serviço pertence cada custo e ativo do plano de negócios e a SEDECTES avaliará a informação apresentada para evitar um financiamento cruzado entre as atividades. A concessionária também deverá detalhar as previsões de demanda para os dois serviços (distribuição e comercialização regulada).

A equação para o cálculo da receita requerida é a seguinte:

Equação 1: Receita Requerida

$$RR_t = RR_{SD\ t} + RR_{SC\ t}; \quad t = 1 \dots 5$$

Onde:

RR_t : Receita requerida total do ano t.

$RR_{SD\ t}$: Receita requerida do serviço de distribuição do ano t.

$RR_{SC\ t}$: Receita requerida do serviço de comercialização do ano t.

Equação 2: Receita Requerida do serviço de distribuição

$$RR_{SD\ t} = OPEX_t + BRRB_{t,k} \times DEP\%_k + BRRL_t \times TCC_{ai} - RecServTax_t;$$
$$t = 1 \dots 5$$

Onde:

$OPEX_t$: Custos operacionais totais eficientes de administração, operação e manutenção do serviço de distribuição de gás natural do ano t.

$BRRB_{t,k}$: Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) do serviço de distribuição, que é o valor bruto da Base de Capital (Base empregada para o cálculo do custo de capital) do serviço de distribuição no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação que não estão completamente depreciados, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de distribuição.

$DEP\%_k$: Taxa de depreciação dos ativos, especificada por tipo de ativo k.

$BRRL_t$: Base de Remuneração Regulatória Líquida (do serviço de distribuição), que é o valor líquido da Base de Capital do serviço de distribuição no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação líquidos da depreciação, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de distribuição.

TCC_{ai} : Taxa de custo de capital regulada⁵ estabelecida para a concessionária em termos reais antes dos impostos.

$RecServTax_t$: Receitas do ano t, relativas à prestação dos serviços taxados.

⁵ Calculada com a metodologia WACC

Equação 3: Receita Requerida do serviço de comercialização regulado

$$RR_{SC\ t} = Despesas\ Com_t + BRRB_{SC\ t,k} \times DEP\%_k + BRRL_{SC\ t} \times TCC_{di};\ t = 1 \dots 5$$

Onde:

Despesas Com_t: Despesas de comercialização do ano t. Despesas (pessoal, materiais, serviços e outros) relacionadas com a gestão dos contratos de fornecimento de gás e transporte dos consumidores cativos e potencialmente livres.

BRRB_{SC t,k}: Base de Remuneração Regulatória Bruta (do serviço de comercialização), que é o valor bruto da Base de Capital (BC) do serviço de comercialização no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação, que não estão completamente depreciados, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de comercialização.

DEP%_k: Taxa de depreciação dos ativos, especificada por tipo de ativo k.

BRRL_{SC t}: Base de Remuneração Regulatória Líquida (do serviço de comercialização), que é o valor líquido da Base de Capital do serviço de comercialização no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação líquidos da depreciação, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de comercialização regulado.

TCC_{di}: Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais antes dos impostos.

Todas as projeções dos valores monetários deverão estar em termos reais, pois os ajustes vinculados às variações dos preços estão considerados no mecanismo de Reajuste Tarifário Anual.

Depois de calculada a Receita Requerida (RR) para cada ano do período tarifário, calcula-se a RR total do período tarifário em valor presente, à que são deduzidos os montantes da receita em excesso auferida no ciclo anterior, segundo a seguinte expressão:

Equação 4: Valor presente da Receita Requerida

$$VP_{RR} = \sum_1^5 \frac{RR_t}{(1 + TCC_{di})^t} - RE_{r-1} - OutrasRec_{r-1}$$

Onde:

VP_{RR}: Valor Presente da Receita Requerida.

RR_t: Receita Requerida do período t.

r: período tarifário.

RE_{r-1}: Receita em Excesso auferida pelo prestador durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados e considerados no cálculo da tarifa do ciclo anterior. Será igual a zero na primeira revisão tarifária.

TCC_{di}: Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos.

OutrasRec_{r-1}: Parcela das Outras Receitas da concessionária do ciclo tarifário anterior (ajustado por IGPM) revertida para a modicidade tarifária. Será igual a zero na primeira revisão tarifária.

6.2. Índice de reposicionamento tarifário

Para poder calcular o resultado do Reposicionamento Tarifário Ordinário (RTO) da margem da concessionária, será necessário também calcular a Receita Verificada (RV), que corresponde ao valor presente das receitas anuais calculadas pela aplicação da tabela tarifária vigente e do mercado projetado para o ciclo tarifário:

Equação 5: Valor presente da Receita Verificada

$$VP_{RV} = \sum_k \left(\sum_1^5 \frac{TUSD_vig_k * Dem_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t} + \sum_1^5 \frac{TSC_vig_k * DemC_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t} \right)$$

Onde:

VP_{RV} : Valor Presente da Receita Verificada;

$TUSD_vig_k$: Tarifa de uso do serviço de distribuição vigente do segmento tarifário k;

$Dem_{t,k}$: Demanda projetada para o serviço de distribuição para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada);

TCC_{di} : Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após os impostos;

TSC_vig_k : Tarifa do serviço de comercialização vigente do segmento tarifário k;

$DemC_{t,k}$: Demanda projetada para o serviço de comercialização para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada).

Finalmente o resultado do RTO é calculado como a relação entre o valor presente da Receita Requerida e o valor presente da Receita Verificada, segundo:

Equação 6: Reposicionamento da Margem da Concessionária

$$RTO = \frac{VP_{RR}}{VP_{RV}} - 1$$

Onde:

RTO : Índice de Reposicionamento Tarifário Ordinário da margem da concessionária, resultante do processo de Revisão Tarifária Ordinária.

VP_{RR} : Valor Presente da Receita Requerida.

VP_{RV} : Valor Presente da Receita Verificada.

O RTO representa a variação percentual média que, aplicada sobre a margem vigente, permite ao prestador cobrir os custos operacionais eficientes, assim como cumprir com os serviços da dívida utilizados no financiamento dos investimentos e obter um retorno razoável igual à taxa de custo de capital.

6.3. Mercado

A Concessionária apresentará no plano de negócios as projeções de mercado para cada ano do ciclo tarifário (volume, capacidade e quantidade de clientes) por segmento tarifário e por tipo de serviço, indicando ainda o consumo médio de cada classe.

A SEDECTES avaliará o mercado apresentado considerando a sua evolução histórica, as características do mercado potencial da área de concessão e as projeções macroeconômicas para o seguinte ciclo tarifário, utilizando modelos analíticos, modelos tendenciais e/ou modelos econométricos.

6.4. Custos operacionais eficientes

Os custos operacionais correspondem aos custos de Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Administração, Outros Custos Operacionais e Seguros relativos à atividade de distribuição de gás natural canalizado e as despesas comerciais relativas à atividade de comercialização regulada.

A concessionária apresentará as projeções dos custos operacionais no plano de negócios juntamente com as informações históricas solicitadas pela SEDECTES. Na definição dos custos operacionais eficientes serão consideradas as características da concessionária e da área de concessão.

O cálculo do nível eficiente de custos operacionais incorporará:

- Análise detalhada dos custos operacionais reais da concessionária de períodos anteriores.
- Segregação dos custos identificando aqueles custos elegíveis e aqueles não reconhecidos.
- Análise de evolução de indicadores tais como custos unitários da concessionária e de outras empresas do setor.
- Complementação das análises com estudos de benchmarking ou eficiência comparada.

6.4.1. Outros custos operacionais

Inadimplência

As Receitas Irrecuperáveis, ou inadimplência, define-se como a parcela da receita faturada e não recebida pelo prestador (montante de inadimplência dos consumidores).

A abordagem regulatória definirá o valor de receitas irrecuperáveis a partir do método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como “aging”. Esse método consiste na observação mensal do percentual faturado no mês de referência que ainda não foi pago. Espera-se que, após alguns meses, este percentual se estabilize em um nível que corresponda ao faturamento não pago que resistiu a todas as ações e tentativas de cobrança gerenciáveis por parte da empresa regulada.

Os valores de inadimplência regulatória serão considerados como um custo operacional reconhecido. A equação de estimação da inadimplência regulatória é a seguinte:

Equação 7: Inadimplência regulatória reconhecida

$$Inad_t = \%TInad * \frac{(RR_t + \text{Custo de gás}_t)}{(1 - ICMS - PIS/PASEP - COFINS)},$$
$$t = 1 \dots 5$$

Onde:

$Inad_t$: Inadimplência regulatória reconhecida no ano t;

$\%TInad$: Percentual regulatório de receitas irrecuperáveis calculado segundo o método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como aging;

RR_t : Receita Requerida da concessionária do ano t (reduzida pela receita em excesso auferida);

Custo de gás_t : Custo de gás e transporte no período t;

$ICMS$: Taxa do imposto ICMS (imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços);

$PIS/PASEP$: Taxa do PIS (Programa de Integração Social) e PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público);

$CONFIS$: Taxa da contribuição COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social).

6.4.2. Custos operacionais eficientes totais

Os custos operacionais eficientes totais ($OPEX_t$) são a soma dos custos operacionais eficientes e outros custos, como especificado na seguinte equação:

Equação 8: custos operacionais eficientes totais

$$OPEX_t = CustOper_t + Outros_Cust_t \quad ; t = 1 \dots 5$$

Onde:

$OPEX_t$: São os custos operacionais totais eficientes do ano t;

$CustOper_t$: Custos de Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Administração e Seguros relativos ao ano t;

$Outros_Cust_t$: Inadimplência reconhecida para o ano t;

6.5. Base de Remuneração Regulatória

A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é o conjunto de ativos em operação investidos de forma prudente e necessários para a prestação do serviço de distribuição e comercialização de gás canalizado.

Para a apuração da Base de Remuneração Regulatória ao início do período tarifário serão considerados os ativos existentes e em operação no início do período tarifário, valorados ao Valor Original de Aquisição (incluindo os custos de frete, instalação, impostos e outros custos) atualizado conforme a evolução do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M)⁶, a partir da data de entrada em serviço do ativo, e deduzida a depreciação acumulada, calculada com as taxas de depreciação regulatórias aprovadas.

Equação 9: Base de Remuneração Regulatória

$$BRRL_0 = BRRB_0 - DepAEA_{j_0}$$

Onde:

$BRRL_0$: Base de Remuneração Regulatória Líquida no início do período tarifário.

$BRRB_0$: Base de Remuneração Regulatória Bruta no início do período tarifário.

$DepAEA_{j_0}$: Depreciação acumulada dos ativos em serviço, elegíveis e ajustados pela SEDECTES. A depreciação acumulada será calculada com base nos valores dos ativos definidos no processo de avaliação da SEDECTES, que analisará cada tipo de ativo ou classe de ativo e suas respectivas vidas úteis transcorridas dos ativos e as taxas de depreciação.

Serão considerados como ativos inelegíveis para o cálculo da Base de Remuneração Regulatória Líquida da concessionária:

- Os ativos vinculados a doações e obrigações especiais:
 - Recursos recebidos de Municípios, do Estado e da União;
 - Doações; e
 - Investimentos feitos com a participação financeira do usuário.
- Os ativos totalmente depreciados.

⁶ Publicado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV)

- Os ativos que, embora relacionados com as atividades de distribuição de gás natural, não estejam operacionais (por ruptura, desafetação, etc.).
- Os ativos não vinculados diretamente com o serviço regulado, ou seja, não relacionados com a atividade de distribuição de gás canalizado.

6.5.1. Avaliação dos investimentos históricos

Preservando o compromisso de promover a eficiência e sustentabilidade do serviço, a SEDECTES realizará uma avaliação dos investimentos históricos da concessionária, considerando o atendimento das seguintes premissas:

- Necessários para a adequada prestação dos serviços regulados;
- Prudentes; e
- Razoáveis.

Caso algum investimento não cumpra alguma das premissas especificadas, a SEDECTES poderá excluir ou reconhecer parcialmente os ativos destinados a esse investimento da base de ativos regulatória.

6.5.2. Evolução da Base de Remuneração Regulatória

A evolução da Base de Remuneração Regulatória inicial será realizada conforme os seguintes critérios:

1. Incorporação dos investimentos projetados pela concessionária para o período tarifário e aprovados pela SEDECTES.
2. Consideração das baixas de ativos no período tarifário, utilizando uma taxa de baixas histórica da concessionária sobre os valores avaliados.
3. Consideração da depreciação a ser aplicada no período tarifário, utilizando as taxas médias de depreciação definidas pela SEDECTES.

Os planos de investimento serão apresentados pela concessionária no plano de negócios e a SEDECTES verificará sua consistência e procederá a sua aprovação para inclusão na projeção de custos de investimento, tendo em consideração os seguintes requisitos:

- Que sejam necessários para a adequada prestação dos serviços regulados;
- Que sejam prudentes;
- Que sejam valorados de forma apropriada.

6.5.3. Outros componentes da BRR

A seguir se detalham outros itens que compõem a Base de Remuneração Regulatória:

Capital de giro

O capital de giro está relacionado com a defasagem no fluxo de caixa entre as despesas e receitas operacionais do prestador. Esta defasagem pode, eventualmente, causar a necessidade de uma aplicação de recursos denominados necessidade de capital de giro.

Neste ponto a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) considera, na Nota Técnica nº 268/2010-SRE/SFF/ANEEL, que “no setor de distribuição de energia elétrica, tanto o fluxo de pagamentos quanto de recebimentos é contínuo, o que permite a concessionária o adequado gerenciamento de suas contas. Trata-se, portanto, de um item gerenciável que para uma distribuidora torna-se desnecessário o reconhecimento de uma parcela de capital de giro a ser remunerada”. Ela ressalta que “a concessionária também auferir receitas com multas por atraso de pagamento de contas e acréscimos moratórios, que também contribuem para equilibrar o fluxo de caixa de empresa”.

Como o setor de distribuição de gás natural também apresenta um fluxo de pagamentos e de recebimentos contínuo com multas por atraso de pagamento a SEDECTES somente reconhecerá a inclusão do capital de giro na BRR se a concessionária demonstrar a efetiva existência de defasagem

entre as despesas e receitas operacionais da concessionária nos seguintes itens: i) Contas a receber de clientes (vendas curto prazo), ii) Tributos a recuperar, iii) Contas a Pagar de Curto Prazo (pela compra do gás e transporte) e iv) Tributos a recolher.

Se a SEDECTES entender que existe uma necessidade evidente de capital de giro para a operação do negócio da concessionária, o montante será incluído na BRRL e remunerado com a taxa de custo de capital.

Estoque de ativos requeridos para o atendimento de falhas e danos na infraestrutura de distribuição da rede.

Os ativos armazenados mínimos necessários para um bom atendimento de falhas na operação da concessionária e danos na infraestrutura da concessionária poderão ser incorporados na Base de Remuneração Regulatória.

O montante dos ativos em estoque que poderão ser incorporados na BRR será estimado como uma porcentagem da Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) da concessionária.

A porcentagem será estimada segundo a prática da própria concessionária ou a avaliação de outras concessionárias.

Equação 10: Estoque reconhecido na BRR

$$EstRec_t = TaxaEstR * BRRB_t; t = 1 \dots 5$$

Onde:

$EstRec_t$: Estoque reconhecido na BRR no ano t ;

$TaxaEstR$: Taxa de estoque reconhecido (em %);

$BRRB_t$: Base de Remuneração Regulatória Bruta no início do ano t .

6.5.4. Depreciações

O método para estimar a depreciação dos ativos ao longo da sua vida útil será o **Método da linha reta ou linear**. Este método gera um valor constante de depreciação durante a totalidade da vida útil⁷ do ativo. A depreciação será estimada em forma mensal (taxa anual dividida por doze) a partir da data de entrada em serviço do ativo. Para fins de cálculo, o mês de data de entrada será considerado como mês completo.

Equação 11: Depreciação linear

$$Depreciação_i = \frac{VA}{n}$$

Onde:

$Depreciação_i$: Depreciação do ativo i ;

VA : Valor do ativo a depreciar, em reais (R\$);

n : Vida útil do bem, em anos.

No processo da primeira revisão tarifária, a concessionária deverá apresentar uma proposta da duração da vida útil regulatória de seus ativos, considerando os seguintes fatores:

- Especificações técnicas;

⁷ A vida útil é o período estimado em que um ativo é produtivo

- Uso específico do ativo;
- O nível esperado de utilização do ativo;
- Os requerimentos de manutenção;
- Condições ambientais de trabalho do ativo;
- Vida útil contábil.

A SEDECTES avaliará a proposta da concessionária usando como referência as vidas úteis regulatórias utilizadas por outros participantes da indústria no país e em outros países e determinará as vidas úteis a serem utilizadas na primeira revisão tarifária da concessionária, sendo que nas revisões tarifárias subsequentes, a concessionária poderá propor modificações nas vidas úteis regulatórias.

6.6. Controle dos Investimentos

Considerando o plano de investimentos aprovado e incorporado no processo de Revisão Tarifária, a SEDECTES realizará um acompanhamento da execução dos investimentos para comparar com aqueles aprovados no processo de revisão tarifária. O objetivo é comprovar, ao final do ciclo tarifário, que os investimentos comprometidos tenham sido executados em tempo, quantidade e forma previstos e identificar eventuais desvios que serão considerados para o seguinte ciclo tarifário da concessionária.

A análise está fundamentada na comparação entre as condições aprovadas e as condições realmente realizadas, surgindo assim as diferentes alternativas:

- a) Se as metas físicas estabelecidas foram atendidas, o valor investido poderá diferir do planejado originalmente. Nesse caso, o valor realmente investido somente será reconhecido na base de remuneração regulatória do ciclo tarifário seguinte, de forma que: i) Se o valor investido for superior ao valor planejado a concessionária terá uma rentabilidade menor até a próxima revisão tarifária; ou ii) Se o valor investido for inferior ao valor planejado, a concessionária terá ganhos adicionais de rentabilidade até a próxima RTP.
- b) Em caso de não atendimento das metas físicas estabelecidas a SEDECTES, depois de analisar as razões para o não cumprimento, poderá ajustar as tarifas do seguinte ciclo tarifário penalizando o excesso de retorno obtido pela aplicação das tarifas que remuneravam esses investimentos através do cálculo da receita em excesso auferida no ciclo anterior.

Os parâmetros (metas físicas) que serão avaliados para comprovar a execução dos investimentos serão as quantidades físicas ou especificações técnicas associadas aos projetos que tiverem impacto no custo do projeto e sua capacidade produtiva.

A seguir se apresentam as quantidades físicas que serão avaliadas nos principais ativos dos investimentos:

Tubulações:

- Extensão de rede (km de rede).
- Diâmetro da tubulação.

Estações

- Quantidade de estações.

Outros tipos de ativos (a definir segundo o tipo de ativo)

6.7. Taxa de custo de capital

A taxa de custo de capital da concessionária para o primeiro ciclo tarifário é de 10,02% em termos reais, depois de impostos, conforme definido na Resolução SEDECTES nº 034 de 06 de abril de 2017. A metodologia para a determinação da taxa de custo de capital foi apresentada nas Notas Técnicas SEDE/SPME nº 01/2016 e SEDECTES nº 01/2017.

6.8. Serviços Taxados

As receitas por serviços taxados correspondem a atividades de prestação dos serviços taxados tais como serviços de ligação, corte, reconexão, emissão de segunda via de fatura, inspeção de medidor e outros serviços.

Os custos associados à prestação destes serviços deveriam ser deduzidos dos custos operacionais e dessa forma evitar a duplicidade de receitas. Porém, como a abertura dos custos operacionais não permite identificar claramente aqueles custos associados à prestação destes serviços, será deduzida da Receita Requerida o valor correspondente à receita associada aos serviços taxados.

Para determinar os valores dos serviços taxados será analisado o comportamento histórico dos mesmos em relação às receitas tarifárias e as projeções a serem apresentadas pela concessionária, definindo um patamar que será utilizado para definir as deduções da receita ao longo do ciclo tarifário.

6.9. Outras Receitas

As outras Receitas são aquelas que não decorrem diretamente da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação e que permitem a obtenção de receitas acessórias que favorecem a modicidade das tarifas e os resultados da concessionária. Dessa forma, o regulador deverá estabelecer a modalidade de compartilhamento entre usuários e empresa das receitas acessórias denominadas como Outras Receitas.

O tratamento regulatório proposto para as Outras Receitas será adotar uma metodologia “ex-post”, consistente em compartilhar o 50% dos lucros efetivamente obtidos pela concessionária com as outras receitas no período tarifário anterior.

Para a apuração das outras receitas, a concessionária deverá fornecer ano a ano um detalhe das outras atividades desenvolvidas, as receitas geradas com elas e os custos de prestação dessas atividades.

Com esses dados a SEDECTES, no seguinte processo de revisão tarifária, definirá os lucros obtidos no período tarifário anterior estabelecerá o montante a compartilhar (50% do lucro ajustado por IGPM) que vai diminuir a receita requerida de distribuição do próximo período tarifário.

7. Proposta tarifária

7.1. Aspectos gerais

A concessionária deverá submeter para aprovação da SEDECTES uma proposta de estrutura tarifária para o ciclo tarifário, de acordo com sua experiência e conhecimento do mercado, cumprindo com as pautas estabelecidas na presente nota técnica.

Os princípios gerais que deverão ser seguidos na proposta tarifária são os seguintes:

- Remunerar a totalidade dos custos autorizados pela SEDECTES no processo de revisão tarifária;
- Eliminar o financiamento cruzado entre as atividades de distribuição de gás natural e comercialização regulada.
- Não discriminar com tratamento diferente usuários similares;
- Gerar estabilidade e previsibilidade aos usuários;
- Fomentar o desenvolvimento do serviço com preços finais concorrentes com os combustíveis alternativos;
- Considerar a disposição a pagar dos diferentes grupos de usuários.
- Enviar um sinal apropriado do custo da prestação do serviço que incentive o uso eficiente do recurso.

As tarifas aprovadas pela SEDECTES serão máximas e a concessionária não poderá aplicar valores maiores que os estabelecidos na revisão tarifária. Entretanto, a concessionária poderá aplicar descontos aos consumidores.

A concessionária poderá adotar tarifas diferenciadas por segmento consumidor, a partir dos seguintes parâmetros:

- Faixa de consumo;
- Sazonalidade;
- Ininterruptibilidade;
- Perfil de consumo diário;
- Fator de carga;
- Investimento marginal na rede distribuidora;
- Valor do energético substituto; e
- Uso do gás natural (Ex.: residencial⁸, comercial, industrial, geração de energia elétrica, cogeração, combustível automotivo, matéria prima).

As tarifas de uso do serviço de distribuição e as tarifas do serviço de comercialização não poderão ser diferentes entre consumidores por:

- Distância entre o ponto de entrega e o ponto de recepção, com exceção dos projetos de Interiorização definidos na resolução SEDE nº 16, de 02 de dezembro de 2013;
- Nível de pressão.

7.2. Composição da tarifa

As tarifas propostas pela concessionária poderão ser compostas pelos seguintes componentes:

Encargo de serviço: Encargo que a concessionária poderá cobrar do consumidor pela disponibilidade do serviço de distribuição de gás natural, independente do volume consumido.

Encargo de Uso: Encargo por unidade do volume que representa a contraprestação a pagar pelo uso do sistema considerando as quantidades de gás consumidas pelo usuário.

Encargo de Capacidade: Representa a contraprestação a pagar pela capacidade reservada para o usuário no sistema para satisfazer sua demanda em um período determinado.

Os encargos de capacidade a serem incluídos na proposta tarifária deverão ser calculados com base na capacidade necessária para prestar o serviço de distribuição de gás natural durante o período de ponta do sistema para cada grupo tarifário.

O período de ponta do sistema e a participação de cada segmento tarifário nesse período serão estabelecidos a partir de informação histórica ou de estudos de caracterização de cargas.

O encargo de capacidade somente poderá ser aplicado nos segmentos tarifários que tenham contratos de capacidade com a concessionária ou medição horária.

7.3. Tarifa de uso do serviço de distribuição e do serviço de comercialização

A estrutura tarifária proposta pela concessionária deverá considerar uma tarifa para a remuneração das atividades do serviço de distribuição e uma tarifa para a remuneração das atividades do serviço de comercialização.

⁸ Fogão, forno, aquecimento de água para banho, aquecimento de piscinas e outros usos.

A tarifa de uso do serviço de distribuição (TUSD) será aplicada a todos aqueles consumidores que utilizem o sistema de distribuição da concessionária, incluindo os consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores.

Considerando a demanda prevista para cada segmento no plano de negócios aprovado pela SEDECTES para o quinquênio, as TUSD deverão recuperar os custos reconhecidos na receita requerida do serviço de distribuição, reduzida com a receita em excesso proveniente dos investimentos não realizados e considerados no cálculo da TUSD do ciclo anterior, conforme a seguinte expressão:

Equação 12: Valor presente da receita requerida do serviço de distribuição

$$VP_{RRSD} - RE_{Dist\ r-1} - OutrasRec_{r-1} = \sum_k \sum_1^5 \frac{TUSD_k * Dem_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}$$

Onde:

VP_{RRSD} : Valor presente da receita requerida do serviço de distribuição;

$RE_{Dist\ r-1}$: Receita em Excesso auferida pelo prestador durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados e considerados no cálculo da TUSD do ciclo anterior⁹;

$TUSD_k$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento tarifário k;

$Dem_{t,k}$: Demanda (do serviço de distribuição) projetada para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume demandado e capacidade contratada);

TCC_{di} : Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após impostos.

$OutrasRec_{r-1}$: Parcela das Outras Receitas da concessionária do ciclo tarifário anterior (ajustado por IGPM) revertida para a modicidade tarifária¹⁰.

A tarifa do serviço de comercialização (TSC) será remunerada pelos consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres¹¹ que optem por ser atendidos pela concessionária no mercado regulado.

Considerando a demanda pela concessionária para cada segmento no plano de negócios aprovado pela SEDECTES para o quinquênio, as TSC deverão remunerar a totalidade da receita requerida do serviço de comercialização, reduzida com a receita em excesso proveniente dos investimentos não realizados e considerados no cálculo da TSC do ciclo anterior, conforme a seguinte expressão:

Equação 13: Valor presente da receita requerida do serviço de comercialização regulado

$$VP_{RRSC} - RE_{Com\ r-1} = \sum_k \sum_1^5 \frac{TSC_k * Dem_{t,k}}{(1 + TCC_{di})^t}$$

Onde:

⁹ Será igual a zero na primeira revisão tarifária

¹⁰ Será igual a zero na primeira revisão tarifária

¹¹ São os consumidores que podendo optar por adquirir o gás natural de um comercializador, utilizam o serviço da concessionária.

VP_{RRSC} : Valor presente da receita requerida do serviço de comercialização;

$RE_{Com\ r-1}$: Receita em Excesso auferida pelo prestador durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados e considerados no cálculo da TSC do ciclo anterior¹²;

TSC_k : Tarifa do serviço de comercialização do segmento tarifário k;

$DemC_{t,k}$: Demanda (do serviço de comercialização) projetada para o ano t do segmento tarifário k;

TCC_{di} : Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais após impostos.

Os consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres que optem por ser atendidos pela concessionária deverão pagar as duas componentes da tarifa correspondente a seu segmento tarifário, como se apresenta na seguinte expressão:

Equação 14: Tarifa total de distribuição

$$TDist_k = TUSD_k + TSC_k$$

Onde:

$TDist_k$: Margem da concessionária para um cliente do segmento tarifário k.

$TUSD_k$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento tarifário k;

TSC_k : Tarifa do serviço de comercialização do segmento tarifário k;

Os consumidores livres com fornecimento de gás de comercializadoras, os autoprodutores e os autoimportadores somente deverão pagar a TUSD do segmento tarifário correspondente, pois não utilizam o serviço de comercialização regulado da concessionária.

7.3.1. Cálculo da TUSD e TSC

Considerando os princípios gerais estabelecidos no item 7.1, a concessionária deverá apresentar uma proposta de estrutura tarifária que permita recuperar os custos eficientes autorizados pela SEDECTES, e que transmita um sinal eficiente para a utilização dos recursos.

As tarifas propostas para cada segmento tarifário deverão ter como limite inferior o Custo Marginal de Longo Prazo (CMgLP) e como limite superior o Custo da Melhor Oportunidade Alternativa (CMOA). A concessionária, junto com a proposta tarifária, deverá apresentar um estudo detalhando os cálculos do CMgLP e do CMOA para cada segmento tarifário.

No caso de ser necessária a aplicação de tarifas fora do intervalo acima estabelecido, a concessionária deverá apresentar os motivos e cálculos que determinam as tarifas. Os mesmos serão analisados pela SEDECTES.

Custo Marginal de Longo Prazo

Matematicamente, a função do custo marginal, CMg, se expressa como a derivada da função do custo CT com respeito à quantidade Q.

No caso da distribuição de gás natural, é o custo em que incorre a distribuidora por causa de um incremento unitário de consumo. O custo marginal de longo prazo inclui o custo marginal de capital

¹² Será igual a zero na primeira revisão tarifária.

(remuneração e depreciação dos investimentos requeridos para o fornecimento adicional) e o custo marginal de operação e manutenção.

O custo marginal poderá ser estimado a partir da função de Custo Incremental Médio de Longo Prazo.

Custo da Melhor Oportunidade Alternativa

O Custo da Melhor Oportunidade Alternativa (CMOA) corresponde à melhor alternativa de fornecimento que substitui adequadamente o gás natural fornecido pela concessionária. É possível determinar o CMOA específico para cada segmento de consumidores a partir do consumo médio e do uso final do gás natural.

Para que a comparação seja válida, deve incluir os custos fixos e variáveis para cada alternativa: custos de capital, combustíveis, manutenções, impostos etc. Também deverá considerar outros aspectos como o poder calorífico de cada combustível ou a incidência de gás natural no volume de negócios de uma empresa.

7.4. Tarifas com descontos

Segundo estabelecido no contrato de concessão, a concessionária poderá adotar descontos promocionais específicos com vista a viabilizar as necessárias adaptações nas instalações dos consumidores e acelerar a ocupação do mercado. A receita não percebida pela adoção dos descontos não poderá ser compensada com ajustes posteriores nas tarifas.

7.5. Tarifas do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador

O consumidor livre, autoprodutor ou autoimportador somente deverá pagar a componente TUSD da tarifa total de distribuição estabelecida para seu segmento. A diferença entre a tarifa de um consumidor atendido pela concessionária no mercado regulado e um consumidor livre, autoimportador ou autoprodutor do mesmo segmento tarifário será a TSC, sendo que a TUSD deverá ser a mesma para os dois consumidores.

8. Reajuste das tarifas

8.1. Metodologia geral para o reajuste anual da margem da concessionária

A partir do segundo ano de cada período tarifário quinquenal, as margens de distribuição serão reajustadas anualmente, segundo a seguinte expressão:

Equação 15: Reajuste da TUSD

$$TUSD_{k,t} = TUSD_{k,t-1} * (1 + I_{reajuste})$$

Onde:

$TUSD_{k,t}$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento k e ano t;

$TUSD_{k,t-1}$: Tarifa de uso do serviço de distribuição do segmento k e ano t-1;

$I_{reajuste}$: Índice de reajuste anual tarifário.

Equação 16: Reajuste da TSC

$$TSC_{k,t} = TSC_{k,t-1} * (1 + I_{reajuste})$$

Onde:

$TSC_{k,t}$: Tarifa do serviço de comercialização do segmento k e ano t;

$TSC_{k,t-1}$: Tarifa do serviço de comercialização do segmento k e ano t-1;

$I_{reajuste}$: Índice de reajuste anual tarifário.

O índice de reajuste anual tarifário será apurado anualmente de acordo com a seguinte expressão:

Equação 17: Índice de Reajuste anual tarifário

$$I_{reajuste} = (I_p - F_x) + C_{tr}$$

Onde:

I_p : Índice de preços utilizado para manter a tarifa constante em termos reais;

F_x : Fator X, ou fator de produtividade, utilizado para introduzir incentivos à eficiência e o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores;

C_{tr} : Custos transferíveis aos usuários, utilizado para trasladar despesas extraordinárias aos consumidores.

8.1.1. Índices de preços

Propõe-se utilizar como índice de ajuste de preço o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), medido pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Equação 18: Variação do Índice de Preços

$$I_p = \frac{IGPM_t}{IGPM_{t-1}} - 1$$

Caso o índice escolhido não se encontre disponível no momento do cálculo, a SEDECTES escolherá outro índice de características similares.

8.1.2. Fator X

O Fator X tem como objetivo permitir o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores durante o ciclo tarifário.

Em termos gerais, existem duas metodologias que são amplamente utilizadas para a definição do Fator X, que são a Produtividade Total dos Fatores (PTF) e a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado.

A SEDECTES utilizará a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado para o primeiro processo de revisão tarifária da concessionária.

8.1.3. Custos transferíveis aos usuários

Os custos transferíveis aos usuários são aqueles que a concessionária poderá transferir diretamente aos usuários.

São considerados como custos transferíveis aqueles derivados das mudanças no regime fiscal, municipal, estadual e/ou federal, que resultem aplicáveis à concessionária e não foram incluídos no processo de determinação das tarifas máximas iniciais.

A concessionária poderá repassar automaticamente para a tarifa os custos transferíveis derivados das mudanças no regime fiscal. O repasse deverá posteriormente ser apresentado e aprovado pela SEDECTES que, caso observe necessidade de correção, decidirá o mecanismo de implementação da recuperação ou devolução das diferenças.

8.2. Preço do gás e transporte e metodologia geral de ajuste

A concessionária aplicará aos consumidores cativos e potencialmente livres o preço ou custo médio do gás e transporte contratado pela concessionária.

O preço de gás e transporte inicial será estabelecido pela SEDECTES na revisão tarifária a partir da avaliação dos contratos da concessionária e da seguinte maneira:

- O custo do gás natural a pagar aos produtores ou fornecedores será transformado em um custo médio do gás expresso em unidades monetárias por unidade de volume (R\$/m³). O custo médio será igual ao montante total a pagar pela concessionária aos fornecedores de gás, excluindo o gás destinado ao consumo próprio¹³ da concessionária e incluindo o montante de perdas regulatórias reconhecidas, dividido pelo volume projetado para os clientes regulados.
- O custo do serviço de transporte a pagar ao transportador de gás natural será transformado em um custo médio de transporte expresso em unidades monetárias por unidade de volume (R\$/m³). O custo médio será igual ao montante total a pagar pela concessionária aos transportadores de gás natural, excluindo o transporte destinado ao consumo próprio da concessionária e incluindo o transporte correspondente ao montante de perdas regulatórias reconhecidas, dividido pelo volume projetado para os clientes regulados.

O preço médio do gás e transporte será atualizado a cada 3 meses, com a exceção do preço médio do gás e transporte dos mercados residenciais e pequenos clientes comerciais que será atualizado a cada 12 meses. O novo preço será estabelecido pela SEDECTES considerando as variações dos preços nos contratos de fornecimento de gás e transporte e a diferença entre os custos reais e a receita real pelo gás e transporte percebida pela concessionária no período anterior.

A metodologia deste último conceito, denominado parcela compensatória, está determinada no próximo item.

8.2.1. Parcela Compensatória

A parcela compensatória corresponde à defasagem acumulada entre o valor real de aquisição do gás e transporte e o valor reconhecido nas tarifas da concessionária.

O mecanismo da parcela compensatória deve resguardar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão gerando a neutralidade dos componentes tarifários não gerenciáveis pela concessionária e também contribuir para a estabilidade tarifária.

Sendo assim, a SEDECTES estabelece que a compensação das diferenças verificadas entre os valores pagos pela Concessionária para aquisição e transporte do gás distribuído em sua rede e os valores referentes aos mesmos contidos nas tarifas homologadas para aplicação aos seus usuários deverá ser calculada a partir dos valores realizados e verificados ao longo do período regulatório, corrigidos pela taxa de juros SELIC do Banco Central.

A concessionária deverá apresentar uma apuração conjunta dos segmentos tarifários com mesma periodicidade (trimestral ou anual) na atualização do preço do gás e transporte pela sua avaliação. No entanto, aqueles segmentos que possam ter um tratamento diferenciado do preço do gás ou do transporte deverão ter um registro diferenciado na estimação da parcela compensatória (registro individualizado).

A Parcela Compensatória será estimada e aplicada a cada conjunto de segmentos tarifários. Nesse sentido, será utilizado um mecanismo de conta corrente, ou conta gráfica, que irá acumulando os saldos positivos e/ou negativos que serão compensados à concessionária ou aos usuários por ocasião do reajuste no preço do gás e do transporte (periodicidade trimestral ou anual) na forma de um acréscimo ou redução na tarifa. O valor do acréscimo ou redução na tarifa será computado para cada

¹³ Será considerado como custo operacional

conjunto dos segmentos tarifários (segundo sejam de ajuste trimestral ou anual) de acordo com a previsão de mercado para o período do reajuste apresentado pela Concessionária e aprovado pelo Regulador.

No caso que existam mudanças significativas nos preços de gás e transporte que originem saldos que comprometam o equilíbrio econômico financeiro da concessão ou que induzam a mudanças abruptas nas tarifas, seu repasse parcial ou total poderá ocorrer em intervalos menores aos estabelecidos para o ajuste (um ano ou trimestre), mas não menores que: i) 90 dias para os segmentos com ajuste anual no preço do gás e transporte; ii) 30 dias para os segmentos com ajuste trimestral no preço do gás e transporte.

A apuração da parcela compensatória deverá ser realizada mensalmente pela concessionária e informada à SEDECTES.

Usuários com mecanismos de repasse específico do preço de gás e ou transporte

A SEDECTES poderá autorizar o repasse tempestivo ou automático no preço de gás e o transporte a aqueles usuários que tenham estabelecidas com a concessionária, contratos de fornecimento de gás e transporte com mecanismos especiais ou específicos de repasse ou ajuste no preço.

Para que seja autorizado o repasse automático a concessionária deverá apresentar à SEDECTES os contratos de fornecimento especiais identificando as cláusulas específicas de ajuste ou repasse no preço.

O volume e a capacidade associada a esses usuários serão excluídos da determinação da parcela compensatória e qualquer desequilíbrio entre o preço e o custo do gás (e transporte) não poderá ser compensado com o ajuste no preço do gás (e transporte) dos outros usuários

Para todos estes casos a SEDECTES fiscalizará a observância da condição de equilíbrio econômico financeiro.

8.2.2. Perdas

As perdas na distribuição de gás natural compreendem aquelas ocorridas na rede, entre o “city gate¹⁴”, ou ponto de recepção, até os medidores dos consumidores finais ou ponto de entrega.

As causas de perdas de gás podem ser agrupadas em duas categorias. A primeira corresponde às perdas físicas ou fugas de gás para a atmosfera devido aos escapamentos existentes nas canalizações e instalações. A segunda representa as perdas não físicas, cuja origem está associada, geralmente, a problemas na medição, problemas administrativos (categorização de clientes, faturamento, erros de cadastro) e fraude (furtos de gás natural).

Assim, as perdas totais de gás podem ser estimadas como a diferença entre o volume total de gás adquirido junto ao supridor de gás e a quantidade total de gás distribuído para os consumidores, menos o consumo próprio da distribuidora (se houver).

Para evitar que as perdas de gás natural afetem o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, a SEDECTES estabelecerá um nível de perdas regulatório (IGP – Índice Global de Perdas) que será utilizado para compor o custo de gás a ser repassado aos clientes da distribuidora, segundo a seguinte equação:

14 CITY GATE - ESTAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA: É o conjunto de equipamentos e instalações onde é feita a transferência de propriedade do Gás, do Supridor à Concessionária, e que tem por finalidade regular a pressão, assim como medir e registrar o volume de Gás, nas condições de entrega, de modo contínuo.

Equação 19: Custo do gás e transporte acrescido com as perdas regulatórias

$$\text{Custo de gás e transporte}_t = Pr_t * (1 + IGP_{rec\ t}) * Vr_t$$

Onde:

Custo de gás e transporte_t: Custo de gás e transporte acrescido das perdas no período t;

IGP_{rec t}: Índice de perda global regulatório no período t, em %;

Pr_t: Preço de aquisição de gás e transporte no período t;

Vr_t: Volume de gás no período t (comercializado pela concessionária).

O índice global de perdas (IGP) será estimado considerando valores históricos da concessionária e/ou benchmarking das perdas reconhecidas pelas agências reguladoras de outras concessionárias de gás canalizado do Brasil.

Dessa forma, a concessionária deverá apresentar as seguintes informações:

- Volume total de gás adquirido no city gate (últimos 5 anos);
- Volume total fornecido aos usuários finais (últimos 5 anos);
- Estimação de perdas registradas na rede da distribuidora (últimos 5 anos).

Em todos os casos, o Índice Global de Perdas não poderá ser superior a 2 % (dois por cento) anual em consonância com o estabelecido no Art. 17 da Resolução SEDE nº17 de 2013 (perdas operacionais admissíveis máximas).

Por fim, segundo o estabelecido na Resolução nº17 de 2013, os consumidores livres, os autoimportadores ou os autoprodutores deverão disponibilizar no ponto de recepção a quantidade de gás requerida por eles acrescida do volume associado às perdas.

9. Revisão Tarifária Extraordinária

Adicionalmente aos mecanismos de Revisão Tarifária Ordinária (RTO) e de Reajuste Tarifário Anual (RTA), será incorporado um mecanismo de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) que permita restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do prestador do serviço ante o acontecimento de fatos não previstos no último processo de Revisão Tarifária e que estejam fora do controle do prestador.

Em geral, os principais motivos que originam um processo de RTE são:

1. Evidência de que foram cometidos erros graves no último processo de Revisão Tarifária Ordinária, que lesionaram injustamente os interesses dos usuários ou do prestador.
2. Razões de caso fortuito ou força maior que comprometem gravemente a capacidade financeira do prestador para continuar oferecendo os serviços nas condições tarifárias previstas.

A iniciativa para a realização de uma RTE poderá ser da SEDECTES ou da concessionária. No caso que a concessionária solicite a realização da RTE, esta deverá realizar um pedido formal à SEDECTES descrevendo as causas que motivam a solicitação da RTE e ainda:

- Identificar os itens ou componentes do equilíbrio econômico-financeiro que estão sendo afetados pelos fatos ou eventos descritos na solicitação;
- Mensurar o impacto no equilíbrio que indique a gravidade da capacidade financeira do prestador para continuar oferecendo os serviços nas condições tarifárias previstas;

- Apresentar uma análise comparativa entre as duas situações econômico-financeiras do prestador, com a estrutura tarifária vigente e a estrutura tarifária solicitada.

Considerando a solicitação da empresa e as informações apresentadas, a SEDECTES decidirá sobre a necessidade de uma Revisão Tarifária Extraordinária.

Quando o processo de RTE for instaurado por iniciativa própria da SEDECTES, esta deverá apresentar para a concessionária os motivos que fundamentam sua decisão e especificar os efeitos sobre a empresa e os usuários do serviço que pretende com as mudanças propostas.

10. Referências

- ARAUJO, J. L. E OLIVEIRA, A. **Diálogos da energia reflexões sobre a última década 1994-2004**. Editora 7 LETRAS. 1ª Edição, 2005.
- BEESELEY, M., LITTLECHILD, S. **The regulation of privatized monopolies in the UK**. Rand Journal of Economics, v. 20, p. 454-472, 1989.
- LITTLECHILD, S. **Regulation of British Telecommunications' Profitability**. Londres, HMSO.1983
- REES, R., VICKERS, J. **RPI - X price-cap regulation**. In: Bishop, M., Kay, J., Mayer, C. (orgs.). The regulatory challenge. Oxford University Press, 1995.



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO I

*Metodologia de determinação da Base de
Remuneração Regulatória (BRR)*

Julho, 2017

Índice

1. Objetivo	30
2. Introdução	30
3. Metodologias de determinação da Base de Remuneração.....	31
3.1. Referência Internacional e Nacional	32
4. Proposta metodológica da avaliação da BRR	34
4.1. Determinação da BRR Inicial na 1º RTP	34
4.1.1. <i>Elegibilidade dos ativos</i>	35
4.1.2. <i>Análise de razoabilidade dos custos dos ativos</i>	35
4.1.3. <i>Índice de aproveitamento (IA)</i>	36
4.1.4. <i>Conciliação regulatória contábil</i>	36
4.2. Obras em andamento	36
4.3. Capital de Giro.....	37
4.4. Estoque.....	38
4.5. Depreciação.....	38
4.5.1. <i>Tipos de vidas úteis</i>	40
4.5.2. <i>Vida útil regulatória</i>	41
4.5.3. <i>Critérios gerais para a determinação da depreciação</i>	43
4.6. Evolução da BRR	44
5. Bibliografia.....	47

11. Objetivo

Este anexo apresenta a metodologia para a determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) a ser aplicada na Primeira Revisão Tarifária Periódica da GASMIG - Companhia de Gás de Minas Gerais.

Conforme a Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, a metodologia geral para a determinação da margem da concessionária estabelece que para a apuração da Base de Remuneração Regulatória serão considerados: os ativos existentes e em operação no início do período tarifário, valorados ao Valor Original de Aquisição (incluindo os custos de frete, instalação, impostos e outros custos) atualizado conforme a evolução do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M)¹⁵, a partir da data de entrada em serviço do ativo, e deduzida a depreciação acumulada; a incorporação dos investimentos projetados, excluindo as baixas de ativos e a depreciação acumulada; o capital de giro, caso a concessionária demonstre a existência de defasagem entre as despesas e receitas operacionais e; os ativos armazenados mínimos necessários para um bom atendimento de falhas na operação da concessionária e danos na infraestrutura da concessionária.

12. Introdução

As evidências empíricas na literatura econômica sobre regulação de monopólios elegem um ponto determinante nas concessões de infraestruturas de rede: a base de remuneração de ativos aplicados nos serviços (Abbott e Cohen, 2009¹⁶). Esse componente numa empresa concessionária de serviço público de redes, de modo geral, constitui grande parte dos custos de prestação do serviço.

Dessa forma, o processo de valoração desses investimentos realizados é crucial na determinação do patamar de preços cobrados aos usuários e no estímulo à contratação de investimentos prudentes que permitam a manutenção e expansão da capacidade instalada.

Via de regra, a supervalorização da base de remuneração terá efeitos danosos sobre a modicidade tarifária e pode tornar o prestador propenso ao sobre investimento, efeito que alteraria a alocação ótima entre os fatores de produção, levando ao emprego exagerado do fator capital, comumente denominado na literatura econômica com *“Efeito Averch-Johnson”*. Por outro lado, a subavaliação dos ativos empregados, que em um primeiro momento implicaria na redução das tarifas impostas aos consumidores, resultaria no desestímulo à aplicação dos capitais necessários, com a possível degradação dos sistemas em uso e aumentos dos custos de manutenção e expansão, e a transferência dos custos necessários a reestruturação dos ativos em uso aos usuários das gerações subsequentes.

De fato, a distribuição dos montantes de implantação, manutenção e expansão dos serviços entre as gerações de usuários é um dos pontos principais a ser considerado na remuneração dos bens empregados na concessão. Em indústrias onde os ativos têm uma vida útil longa e exigem altos investimentos, como nas redes de distribuição de gás natural, os desembolsos necessários ao retorno desses investimentos tende a ser suportado por mais de uma geração de consumidores. Assim, o reflexo disso sobre os preços vigentes e futuros deve seguir um princípio de equidade, onde os preços relativos dos ativos devem ser similares à proporção em que esses são consumidos no período.

¹⁵ Publicado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV)

¹⁶ ABBOTT, M. e COHEN, B. (2009). Productivity and efficiency in the water industry. Utilities Policy, 17: 233-244.

13. Metodologias de determinação da Base de Remuneração.

A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é o conjunto de ativos em operação investidos de forma prudente e necessários para a execução do serviço de distribuição de gás canalizado, incluindo-se o tratamento de bens não onerosos e os procedimentos de atualização.

A Base de Remuneração representa o montante de investimentos realizados por uma determinada empresa para a prestação do serviço, e esse investimento em ativos é remunerado pela tarifa a ser cobrada dos consumidores finais. Sob o ponto de vista regulatório, o grande desafio está em determinar quais investimentos deveriam ser remunerados.

Não existe uma metodologia única para a valorização da Base de Remuneração. Em termos gerais, são observadas duas grandes abordagens na avaliação de ativos regulados: i) uma abordagem trata a BRR como um ativo financeiro e outra ii) concebe a BRR como um ativo físico.

A primeira abordagem procura manter o valor do investimento no tempo e é compatível com metodologias de avaliação a preços de mercado ou custo histórico. A outra abordagem visa manter a capacidade produtiva dos ativos e é consistente com as diferentes metodologias de avaliação de custo de reposição¹⁷.

Os métodos baseados no valor econômico ou de mercado dos ativos determinam o valor de um ativo com base no seu potencial de geração de fluxos de caixa. Esses métodos refletem, portanto, o valor do negócio determinado pelos investidores nos mercados financeiros;

Nesta abordagem temos as seguintes metodologias de avaliação dos ativos:

- Valor Presente Líquido: determina o valor de um ativo por meio do valor presente previsto dos fluxos de caixa descontado, ou seja, via aplicação de avaliação de projetos. A aplicação desse método não garante uma repartição adequada dos ganhos entre empresas e consumidores.
- Valor de Mercado: o valor do ativo é definido com base em alguma transação de mercado. Por esse método, mais que determinar o valor da base de ativos da empresa, se determina o valor do patrimônio da mesma.
- Valor de transferência (privatização): determina o valor do ativo com base no valor pago no momento da transferência da propriedade da concessão, ex.: privatização do serviço.

Métodos baseados nos custos de reposição dos ativos determinam o valor de um ativo com base no seu custo de compra (de aquisição). Nesta abordagem temos as seguintes metodologias de avaliação dos ativos:

- Custo Atual: considera o custo histórico de compra, ajustando-o com base na inflação e na depreciação do período.
- Custo de Reposição Otimizado e Depreciado: aplica o valor de reposição do ativo ponderado pela vida útil remanescente de cada um dos equipamentos. Para aplicação desse método é importante ter conhecimento explícito dos gastos com amortização, de forma a assegurar a rentabilidade sobre a base de capital.
- Valor Novo de Reposição - VNR: representa o custo de reposição do ativo existente por novos ativos. Esse método não inclui a depreciação em seu cálculo. Em geral o VNR é determinado com base nos cálculos de uma empresa de referência.

Também existem métodos híbridos que determinam o valor de um ativo com base nas regras de decisão regulatórias obtidas pelos métodos acima, e representam, por isso, uma interseção entre os métodos de valor e os de custos. Um dos métodos híbridos mais conhecidos é o “Optimized Deprival

¹⁷ Greco, E. Stanley L. (2004) – Valuación de activos, tarifas e incentivos. Texto de discusión n°55 CEER (Centro de estudios económicos de la regulación)

Value (ODV)”, e poderia ser definido como a perda a ser esperada no caso da empresa encontrar-se desprovida de benefícios futuros gerados pelo ativo. Ou seja, a ideia é que os ativos sejam determinados de forma a assegurar a sustentabilidade de longo prazo.

Internacionalmente a prática regulatória não tem um consenso sobre a metodologia mais adequada para a avaliação da base de ativos. Não há, a priori, uma correspondência entre o método de valorização dos ativos e do regime de regulação. Na verdade, é comum observar o uso de mecanismos de incentivos regulatórios com diferentes abordagens para a avaliação de ativos.

Alguns autores destacam os aspectos positivos de relacionar a abordagem de avaliação pelo custo de reposição com as metodologias de regulação por incentivos, mas reconhecem a complexidade de aplicação do esquema.

A metodologia de avaliação com o custo histórico atualizado é uma das mais empregadas, mas apresenta o inconveniente de não ter uma discriminação entre os ativos essenciais e não essenciais para a prestação do serviço.

Esta metodologia é utilizada pelos reguladores dos Estados Unidos, o que levou a associar este sistema com o mecanismo de regulação pela taxa de retorno, no entanto, ele também é usado em sistemas de controle de tarifas ou preços (regulação por incentivos)¹⁸.

Como indicado anteriormente nenhuma abordagem é melhor, pois todas têm aspectos positivos e negativos para indicar. A seguir se apresenta uma comparação das vantagens e desvantagens das abordagens descritas nesta seção:

Tabela 1: Comparação das abordagens empregadas na valorização da Base de Remuneração¹⁹.

Abordagem	Vantagem	Desvantagens
Ativo Financeiro	Facilidade. Transparência. Preserva o poder de compra do investimento. Reduz a incerteza regulatória. Menores custos regulatórios.	Preserva o valor do capital independente do grau da obsolescência técnica. Reduz os incentivos para um investimento eficiente.
Ativo Físico	Mantém a capacidade produtiva. Permite o ajuste para obsolescência técnica. Muda para os usuários os benefícios do progresso tecnológico.	Complexidade. Maior custo regulatório. Aumento da incerteza regulatória. Pode gerar maior volatilidade na tarifa. Maior exposição ao oportunismo regulatório.

13.1.Referência Internacional e Nacional

A seguir se apresenta um resumo das metodologias empregadas em diferentes países e setores.

¹⁸ IPART 1999 – Rolling forward the regulatory asset bases of the electricity and gas natural. Discussion Paper DP31

¹⁹ Greco, E. Stanley L. (2004) – Valuación de activos, tarifas e incentivos. Texto de discusión nº55 CEER (Centro de estudios económicos de la regulación).

Tabela 2: Práticas internacionais e nacionais

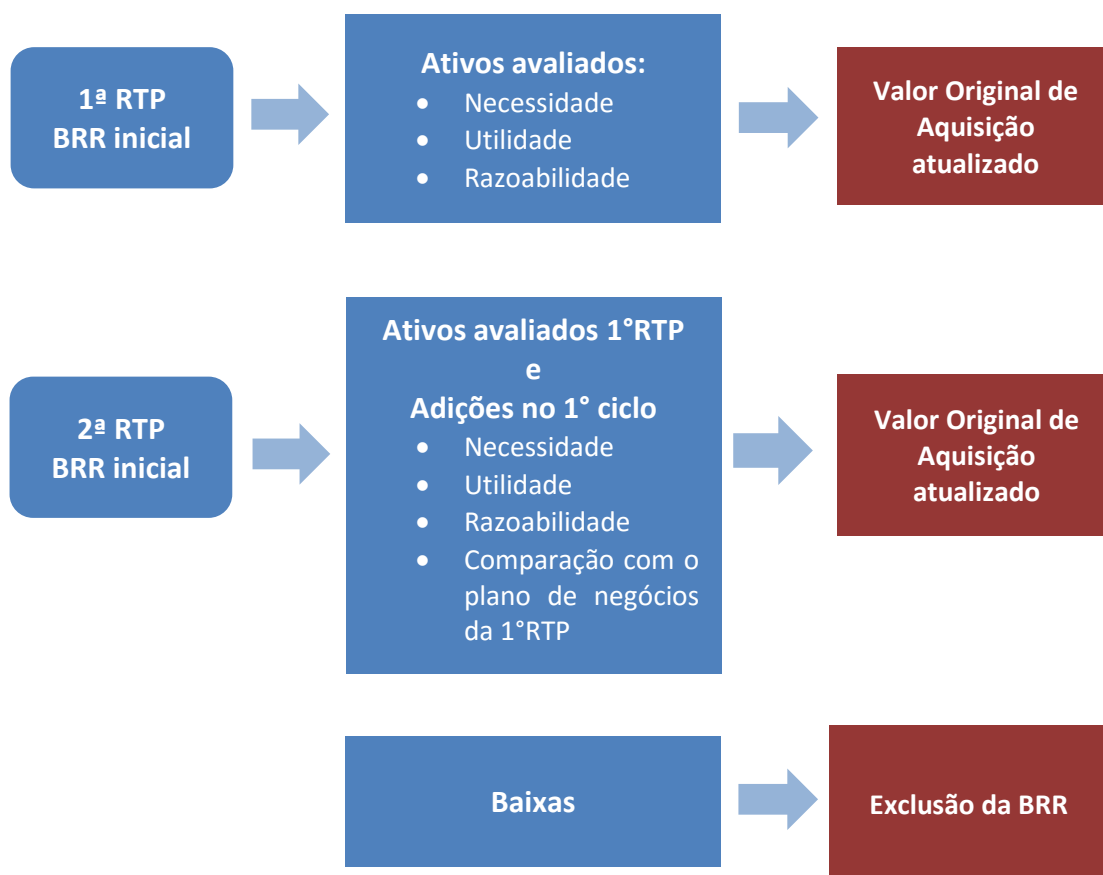
País	Sector	Regulador	Metodologia
Peru	Distribuição de gás natural	OSINERGMIN	Valor Novo de Reposição (VNR)
Colômbia	Distribuição de gás natural	CREG	Ativos de rede e Est regulação: Unidades Construtivas (unidades de custo) Outros ativos: Porcentagem segundo uma função de regressão
México	Distribuição e transporte de gás natural	CRE	Valor Histórico de Aquisição ou Construção ajustado pela inflação
Brasil	Distribuição de Gás Natural São Paulo	ARSESP	2º CRTP: Valor Mínimo Econômico (VEM) ou Base Regulatória Líquida implícita no valor de P0
			3º CRTP: combinação de uma Metodologia Econômica e uma Metodologia de Custo Histórico Ajustado
			4º CRTP: Valor Original de Compra (Em discussão)
	Distribuição de Gás Natural Rio de Janeiro	AGENERSA	Combinação de uma Metodologia Econômica (Intangível) e uma Metodologia de Custo Histórico Ajustado (Investimentos históricos)
	Distribuição de Energia Elétrica	ANEEL	Avaliação a “preços de mercado” e “adaptados”. Banco de Preços para a valoração dos ativos
	Água e Saneamento São Paulo	ARSESP	Valor Novo de Reposição (VNR) depreciado
	Água e Saneamento Pernambuco	ARPE	Instalações, máquinas e equipamentos diretamente relacionados aos serviços de abastecimento de água e de esgotamento sanitário: Valor Novo de Reposição (VNR) depreciado Edificações: Método de Reprodução Terrenos de instalações operacionais: Valor histórico atualizado pelo IPCA.
	Água e Saneamento Distrito Federal	ADASA	Valor Novo de Reposição (VNR)

14. Proposta metodológica da avaliação da BRR

Considerando que não há nenhuma metodologia que seja considerado pela maioria dos autores como a melhor opção, para a avaliação dos ativos da Base de Remuneração Regulatória (BRR) propõe-se a adoção do *Valor Original de Aquisição (incluindo os custos de frete, instalação, impostos e outros custos) atualizado conforme a evolução do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M)*²⁰, a partir da data de entrada em serviço do ativo.

Como o esquema de avaliação de custos históricos apresenta o inconveniente de não gerar uma discriminação entre os ativos essenciais e não essenciais para a prestação do serviço, na primeira revisão tarifária os ativos da concessionária serão avaliados segundo critérios de necessidade, utilidade e razoabilidade.

Nas seguintes revisões tarifárias os ativos serão novamente avaliados considerando as mesmas premissas que as especificadas no parágrafo anterior.



14.1. Determinação da BRR Inicial na 1ª RTP

Na primeira revisão tarifária os ativos da Base de Remuneração Regulatória serão submetidos às seguintes análises:

- Elegibilidade dos ativos
- Razoabilidade dos custos dos ativos
- Índice de aproveitamento dos ativos

²⁰ Publicado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

- Conciliação regulatória contábil

14.1.1. Elegibilidade dos ativos

Os ativos da concessionária de gás natural deverão ser avaliados e selecionados em elegíveis e não elegíveis segundo os seguintes critérios:

Serão considerados como ativos elegíveis para o cálculo da Base de Remuneração Regulatória da Concessionária:

- Os ativos essenciais e necessários para a prestação do serviço regulado, ou seja, relacionados com a atividade de distribuição de gás canalizado.

Serão considerados como ativos inelegíveis para o cálculo da Base de Remuneração Regulatória da Concessionária:

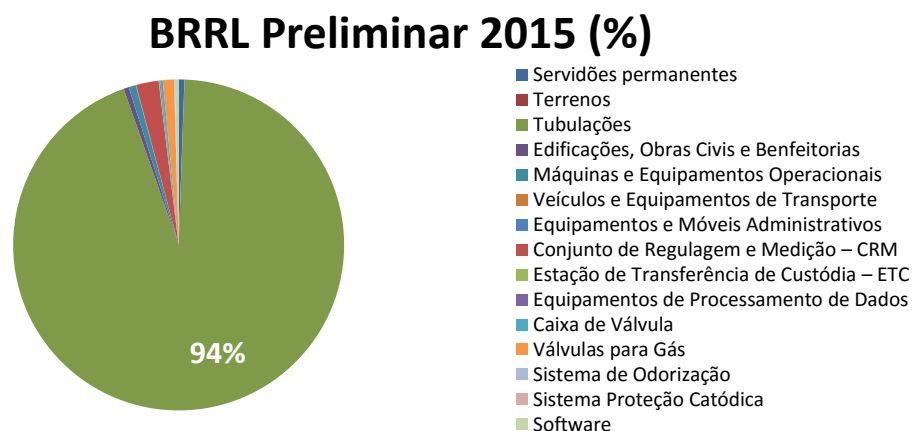
- Os ativos vinculados a doações e obrigações especiais:
 - Recursos recebidos de Municípios, do Estado e da União;
 - Doações; e
 - Investimentos feitos com a participação financeira do usuário.
- Os ativos totalmente depreciados.
- Os ativos que, embora relacionados com as atividades de distribuição de gás natural, não estejam operacionais (por ruptura, desafetação, etc.).
- Os ativos não vinculados diretamente com o serviço regulado, ou seja, não relacionados com a atividade de distribuição de gás canalizado.

A classificação da elegibilidade será feita a partir da análise do uso, função e atributo dos ativos, que serão informados pela concessionária no requerimento de informação solicitado pela SEDECTES.

14.1.2. Análise de razoabilidade dos custos dos ativos

Segundo uma avaliação preliminar da base de ativos regulatória da concessionária, através de dados obtidos da GASMIG por meio de Pedido de Informações, as tubulações e os conjuntos de regulação e medição representam mais de 96% da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL), sendo assim a análise de razoabilidade dos custos se limitará a estes ativos.

Figura 1: Composição da BRRL 2015 (Estimativa preliminar) Fonte: GASMIG 2015



A análise envolverá uma comparação dos preços unitários ajustados pagos pela concessionária para diferentes especificações (material, diâmetro, tecnologia, entre outros). Com a informação fornecida pela concessionária será feita uma análise estatística da variabilidade dos preços unitários com o objetivo de reconhecer montantes superiores à média. Para os valores atípicos a concessionária deverá

apresentar uma justificativa técnica ou econômica, caso contrário, o valor unitário do ativo será ajustado a valores semelhantes ao restante da amostra.

14.1.3. Índice de aproveitamento (IA)

O índice de aproveitamento tem por objetivo incentivar a eficiência nos investimentos e evitar que os usuários paguem investimentos imprudentes.

A SEDECTES poderá aplicar um índice de aproveitamento aos seguintes tipos de ativos

- Terreno.
- Edificações, obras civis e benfeitorias.

A concessionária informará à SEDECTES a ocupação atual e prevista dos: Terrenos, Edificações, Obras Civis, Benfeitorias e Tubulações. Para este último ponto a concessionária deverá especificar a metodologia de cálculo do Fator de uso da rede e os pontos da rede avaliados.

Nenhum índice de aproveitamento (terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias e tubulações) pode superar 100%.

Índice de aproveitamento dos terrenos

O índice de aproveitamento do terreno é definido como a razão entre a área efetivamente utilizada ou aproveitada (incluindo as áreas de segurança, manutenção, circulação, manobra e estacionamento) e a área total do terreno utilizada para a construção de obras e ou instalação de bens para o serviço público de distribuição de gás natural.

A SEDECTES poderá realizar inspeção em campo para estabelecer o aproveitamento efetivo dos terrenos da concessionária.

Índice de aproveitamento das edificações, obras civis e benfeitorias.

Será objeto de remuneração o percentual de área da edificação efetivamente utilizado para o serviço regulado, acrescido do percentual referente às áreas comuns, de circulação, de segurança, e de ventilação/iluminação, correspondentes.

Também poderá ser verificado o valor da edificação, obras civis e benfeitorias segundo as características, materiais e localização.

A SEDECTES poderá realizar inspeção em campo para estabelecer o aproveitamento efetivo da edificação, obras civis e benfeitorias da concessionária.

14.1.4. Conciliação regulatória contábil

A informação fornecida pela concessionária no requerimento de informação será comparada com os valores informados pela concessionária em relatórios da administração ou demonstrações contábeis (balanços patrimoniais).

Se houver diferenças significativas a SEDECTES poderá solicitar esclarecimentos à concessionária. Caso os esclarecimentos não sejam razoáveis a SEDECTES poderá ajustar o valor da BRR.

14.2. Obras em andamento

As obras em andamento (Investimentos em andamento – IAE), no início do período tarifário, somente serão incorporadas na Base de Remuneração Regulatória na data prevista de início de operação do projeto, segundo estabelecido no plano de negócios aprovado pela SEDECTES.

A capitalização das obras em andamento, quando finalizadas e em operação, considerará a remuneração do capital durante a fase de construção e implantação, que será calculada mediante a utilização da seguinte equação:

Equação 20: Juros sobre obras em andamento

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left((1 + TCC_{di\ men})^{N-i/12} - 1 \right) \cdot d_i$$

Onde:

JOA: Juros sobre obras em andamento a serem incorporados na capitalização dos investimentos no momento do início de operação.

$TCC_{di\ men}$: é a taxa de custo de capital regulada estabelecida para a Concessionária em termos reais após impostos (Taxa mensal).

N : Número de meses de duração da obra.

d_i : desembolso monetário do mês i .

O montante final do investimento a ser incorporado na Base de Remuneração Regulatória será o valor do capital investido mais os juros calculados utilizando a equação anterior.

Devido as variações de custo dos projetos no setor de distribuição de gás natural segundo as características do terreno, extensão, aspectos urbanos, usuários finais, entre outras, cada projeto será avaliado de forma individual.

Para o reconhecimento dos JOA, a concessionária deverá apresentar um cronograma físico-financeiro detalhado do desenvolvimento dos projetos. A SEDECTES avaliará a razoabilidade do cronograma e determinará o montante total dos JOA a ser incorporado na Base de Remuneração Regulatória.

14.3.Capital de Giro

O capital de giro está relacionado com a defasagem no fluxo de caixa entre as despesas e receitas operacionais do prestador. Esta defasagem pode, eventualmente, causar a necessidade de uma aplicação de recursos denominados necessidade de capital de giro.

Neste ponto a ANEEL na Nota Técnica 268/2010-SRE/SFF/ANEEL considera que “no setor de distribuição de energia elétrica, tanto o fluxo de pagamentos quanto de recebimentos é contínuo, o que permite a concessionária o adequado gerenciamento de suas contas. Trata-se, portanto, de um item gerenciável que para uma distribuidora torna-se desnecessário o reconhecimento de uma parcela de capital de giro a ser remunerada”. Ressalta ainda que “a concessionária também auferir receitas com multas por atraso de pagamento de contas e acréscimos moratórios, que também contribuem para equilibrar o fluxo de caixa de empresa”.

A ARSESP na 3ª RTP incorporou no cálculo da margem máximo (P0) o capital de giro²¹, mas para a 4ª RTP na Nota Técnica N° RTG/01/2016 (ainda em processo de discussão) ela estabelece que a concessionária deverá apresentar, junto com o Plano de Negócios, um estudo específico com as justificativas (e montante) para o reconhecimento do capital de giro.

A SEDECTES, em linha com a proposta da ARSESP para o 4º RTP, estabelece que para que seja reconhecida uma componente de capital de giro no BRR, a concessionária deverá apresentar, junto com o Plano de Negócios, um estudo específico onde demonstre a efetiva existência da defasagem entre as despesas e receitas operacionais da concessionária nos seguintes itens: i) Contas a receber de clientes (vendas de curto prazo), ii) Tributos a recuperar, iii) Contas a Pagar de Curto Prazo (pela compra do gás e transporte) e iv) Tributos a recolher.

²¹ Nota Técnica Final N°GBD/06/2009 da Revisão Tarifária da distribuidora “Gás Brasileiro” para o 3º Ciclo Tarifário.

Através do estudo de capital de giro a ser apresentado pela concessionária, a SEDECTES determinará se a concessionária deverá requerer ou não capital de giro para sua operação e seu respectivo montante, a ser incluído na BRRL, o qual deverá ser remunerado com a taxa de custo de capital (antes de impostos).

14.4.Estoque

Ver relatório “Anexo Estoque da NT SEDECTES nº02/2017”.

14.5.Depreciação

A depreciação não possui um conceito único e absoluto. A literatura apresenta diferentes enfoques e definições que podem ser apresentados para esse fenômeno da Contabilidade.

A Norma Brasileira de Contabilidade Técnica do Setor Público (NBC T SP) 16.9 – Depreciação, Amortização e Exaustão, editada pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) por meio da Resolução nº 1.136/2008, apresenta-se como norma de referência sobre a depreciação na esfera governamental, e a define como:

“[...] a redução do valor dos bens tangíveis pelo desgaste ou perda de utilidade por uso, ação da natureza ou obsolescência.” (NBC T SP 16.9, item 2).

O método de depreciação utilizado deve refletir o padrão no qual os benefícios econômicos dos ativos ou seu potencial de serviços é consumido pela concessionária.

Na maioria dos casos, os benefícios que os ativos geram para a concessionária não são ilimitados. Os ativos depreciables não produzem o mesmo nível de serviços ao longo de sua vida útil, por isso há a necessidade em reduzir seu valor pelo declínio no potencial de geração de serviços, função essa exercida pela depreciação.

Existem três formas de tratar regulatoriamente a depreciação do ativo de distribuição. O mesmo pode ser tratado por anuidades, por encargos de depreciação e por depreciação competitiva. Abaixo segue uma breve explicação de cada uma das técnicas.

- Anuidades: Através desse esquema, se determina uma quantidade monetária constante a ser destinada, anualmente, de forma que o valor futuro acumulado desses montantes monetários seja equivalente à necessidade de fluxos monetários para a manutenção e renovação do ativo no longo prazo.
- Encargos de Depreciação: esse é o critério tradicional da depreciação, onde o ativo se deprecia ao longo de sua vida útil para compensar perdas progressivas de seu valor. Em geral, se define o valor do ativo como o seu valor inicial menos o seu valor depreciado. Além do valor inicial e final do ativo, aqui precisa também ser determinado o período de depreciação e como essa depreciação é calculada. A depreciação pode ser calculada de forma linear, acelerada (o ativo perde valor de forma mais acelerada do que por seu consumo físico – obsolescência tecnológica) ou por unidades de produção (em função do uso do ativo).
- Depreciação Competitiva: É calculada a depreciação somente pelo período tarifário, considerando a diferença entre o valor do ativo no princípio e no final de cada período tarifário. Não faz referência a vida útil do mesmo.

O emprego de uma única taxa de depreciação é uma simplificação que algumas regulações fazem nos ativos das concessionárias, no entanto as regulações mais desenvolvidas estabelecem uma taxa de depreciação para cada tipo de ativo, as quais estão baseadas na duração do ativo ou em aspectos econômicos, operacionais ou contratuais do bem.

A depreciação também pode ser definida pela alocação sistemática do valor depreciável de um ativo ao longo da sua vida útil, ou seja, o registro da redução do valor dos bens pelo desgaste ou perda de utilidade por uso, ação da natureza ou obsolescência. A amortização consiste na alocação sistemática

do valor amortizável do ativo intangível ao longo da sua vida útil, ou seja, o reconhecimento da perda do valor do ativo ao longo do tempo.

A depreciação e/ou amortização contábil reduz o valor dos ativos ao longo de suas vidas úteis, de acordo com a perda progressiva do potencial de serviço, de modo a possibilitar o retorno do capital investido. O procedimento mais usual é o de alocar um valor de ativo pré-determinado (menor que qualquer valor salvo ou residual esperado) de alguma maneira ao longo da vida útil do ativo.

Há vários métodos para determinar a depreciação de um ativo ao longo da sua vida útil²², conforme podemos observar:

- Método da linha reta ou linear: resulta em despesa constante durante a vida útil do ativo. Caso o seu valor residual não se altere, a depreciação linear é em taxas mensais (taxa anual/12), contada mensalmente a partir da data de imobilização do ativo.
- Método dos saldos decrescentes: O método dos saldos decrescentes resulta em despesa decrescente durante a vida útil.
- Método da Progressão Aritmética Decrescente por Divisão Proporcional de COLE (soma dos dígitos decrescentes)²³: é calculada seguindo-se os seguintes passos:
 - Somam-se os algarismos que compõem o número de anos da vida útil do ativo.
 - A depreciação anual será uma fração, em que o numerador é n para o primeiro ano, n-1 para o segundo ano e assim sucessivamente, onde n representa a vida útil do bem; e o denominador será em todos os períodos a soma calculada no passo anterior.
- Método de unidades produzidas: método de unidades produzidas resulta em despesa baseada no uso ou produção esperado. A entidade seleciona o método que melhor reflita o padrão do consumo dos benefícios econômicos futuros esperados incorporados no ativo. Esse método é aplicado consistentemente entre períodos, a não ser que exista alteração nesse padrão.

Independente do método a ser utilizado, o importante é que este reflita fidedignamente a redução da utilidade do ativo a partir do *desgaste ou perda de utilidade por uso, ação da natureza ou obsolescência*.

Na legislação contábil brasileira utilizava-se padrões pré-estabelecidos para a determinação da vida útil e respectiva taxa de depreciação dos ativos, fornecidos pela Secretaria da Receita Federal (SRF), em obediência ao Decreto nº 3000, de 26 de março de 1999 (Regulamento do Imposto de Renda – RIR), que trata a depreciação como despesa passível de dedução fiscal na apuração do lucro.

²² Vida útil é:

(a) o período de tempo durante o qual a entidade espera utilizar o ativo; ou

(b) o número de unidades de produção ou de unidades semelhantes que a entidade espera obter pela utilização do ativo.

²³ Fórmula: $\frac{n}{1+2+3+\dots+n}, \frac{n-1}{1+2+3+\dots+n}, \dots, \frac{1}{1+2+3+\dots+n}$

Figura 2: Vidas Úteis de Ativos segundo a Instrução Normativa nº 162/1998 e 130/1999 Fonte: Receita Federal do Brasil²⁴

Denominação classe	Brasil
ESTAÇÃO TRANSF.- ETC	25
ESTAÇÃO PRIM.-ECP/P	30
ESTAÇÃO SECUN.-ECP/S	30
ESTAÇÃO DISTR.-ECP/D	30
MEDIDORES ALTO VOL.	20
MEDIDORES BAIXO VOL.	20
CONJ.REG.MEDIÇÃO-CRM	20
EST.ODORIZAÇÃO GÁS	25
LINHA PRINCIPAL-LPD	30
REDE DISTRIBUIÇÃO-RD	30
RAMAL EXTERNO - RE	25
RAMAL SERVIÇO - RS	25
S.PROTEÇÃO CATÓDICA	10
S.SUPERV. E CONTROLE	5
S.COMUNICAÇÃO LOCAL	10
DIR.MARCAS PATENTES	
FIBRA ÓTICA	
EDIFICAÇÕES	50
MÓVEIS E UTENSÍLIOS	10
EQUIPAMENTOS GERAL	10
SIST. INCENDIO	10
TERRENOS	
URBANIZAÇÃO BENFEIT.	20
EQUIP.TRANSPORTES	5
VEÍCULOS TÉCNICOS	5
EQUIP. DE OFICINAS	10
EQUIP.DE LABORATÓRIO	10
INFORMÁTICA/SOFTWARE	5
BENS EM COMODATO	10

Posteriormente a legislação contábil mudou com a adoção da Lei 11.638 28 de dezembro de 2007 e seus complementos normativos informados pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC 27 e a Interpretação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - ICPC 10, visando o alinhamento com as normas contábeis internacionais (International Financial Reporting Standards - IRFS).

Para as concessões de serviços públicos a entidades privadas, a ICPC 01²⁵ – Contratos de Concessões estabelece que o ativo intangível²⁶ da concessionária deve ser amortizado dentro do prazo da concessão²⁷.

14.5.1. Tipos de vidas úteis

Há diferentes formas de definir a vida útil do bem. As metodologias mais reconhecidas são:

²⁴ Secretaria da Receita Federal do Brasil - Instrução Normativa SRF nº 162/1998 e 130/1999.

²⁵ A versão brasileira da IFRIC 12.

²⁶ A ICPC 01 define o modelo de reconhecimento dos ativos da concessão, uma vez que estes não são mais reconhecidos dentro do Ativo Imobilizado, pois o concessionário não tem o controle sobre eles. Assim, os ativos da empresa devem ser registrados como Ativo Financeiro ou Ativo Intangível, conforme o responsável pela remuneração ao concessionário pelos serviços de melhorias e construções realizados. Quando o concessionário é remunerado através de um direito de cobrar dos usuários, é reconhecido como um Ativo Intangível. Por outro lado, quando o responsável é o poder concedente, através de cláusula contratual que estabelece um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, é reconhecido como um Ativo Financeiro (normalmente classificado como empréstimos e recebíveis).

²⁷ Fonte: www.frsbrasil.com/ativos/contratos-de-concessao/aplicacao-da-icpc-01-contratos-de-concessoes-ifric-12

Vida útil física

Corresponde ao período de funcionamento adequado, em condições de segurança, do ativo. A vida útil física depende do desgaste natural, da ação dos elementos da natureza e do obsolescimento tecnológico.

A vida útil física é definida a partir das especificações técnicas do fabricante ou pela análise estatística da duração de ativos de similares características.

Vida útil econômica

A vida útil econômica é o período durante o qual se espera que o ativo seja usado pela empresa. Outra definição estabelece a vida útil econômica como aquela que minimiza o custo total de manter o ativo considerando a soma dos custos de operação e manutenção e as despesas de capital²⁸.

Vida útil contratual

A vida útil regulatória estabelecida nos contratos de concessão de prestação do serviço regulado. Também é considerada vida útil contratual aquelas que são ajustadas para coincidir com o fim da vigência do contrato de concessão. Essa é a prática estabelecida no Brasil, pela ICPC 01 para as concessões de serviços públicos.

Vida útil contábil

Os valores de vida útil contábil são aqueles estabelecidos ou recomendados em pronunciamentos contábeis ou em pronunciamentos técnicos.

14.5.2. Vida útil regulatória

Além do estabelecido nas ICPC 01 as concessionárias de serviços públicos e os reguladores adotam valores de vida útil associados aos critérios físico, econômico ou contratual.

No Brasil no setor de distribuição de gás natural canalizado a maioria das concessionárias tem valores de vida útil definidos nos contratos de concessão.

Rio de Janeiro

A amortização dos intangíveis se dará linearmente em 20 (vinte) anos. Os ativos incorporados são depreciados em 30 anos. Os diferidos são depreciados em 10 anos.

Espirito Santo

A taxa de depreciação é de 0,05 ao ano (20 anos)

Paraná

Para os ativos de rede de distribuição se emprega uma vida útil de 30 anos e 10 anos para os outros ativos.

Santa Catarina

A taxa de depreciação é de 0,10 ao ano (10 anos)

São Paulo

Somente o estado de São Paulo apresenta taxas anuais de depreciação por tipo de ativo, como se apresenta a seguir:

²⁸ SANEPAR 2016 – Notas Técnicas Metodologias para Revisão Tarifária Periódica.

Figura 3: Taxa anual de depreciação empregada por GBD no 3º CRTP Fonte: ARSESP

Taxa Anual	Dep Investimentos-Baixas Sem Jan04-Jun09
3%	Estação de Transferência de Custódia – ETC
3%	Ano
3%	Estação Secundária - ECP/S
3%	Estação Distrital - ECP/D
5%	Medidores Alto Vol.
5%	Medidores Baixo Vol.
5%	Conjunto de Regulagem e Medição
3%	Estação de Odorização de Gás – EOD
3%	Linha Principal – LPD
3%	Rede de Distribuição – RD
4%	Ramal Externo – RE
4%	Ramal de Serviço – RS
10%	Sistema de Proteção Catódica
20%	Sistema de Supervisão e Controle
10%	Sistema de Comunicação Local
0%	Direitos, Marcas e Patentes
5%	Fibra Ótica
2%	Edificações
10%	Móveis e Utensílios
10%	Equipamentos Gerais
10%	Sistema de Incêndio
0%	Terrenos
5%	Urbanização Benfeitoria
20%	Equipamentos de Transporte
20%	Veículos Técnicos
10%	Equipamentos de Oficina
10%	Ano
20%	Informática/Software

ANEEL

No setor de distribuição de energia elétrica a ANEEL estabelece no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) as taxas de depreciação²⁹ para os diferentes tipos de bens empregados no setor.

²⁹ Valores para cálculo e contabilização das quotas periódicas de depreciação dos diversos tipos de unidades de cadastro a aplicar pelas concessionárias do serviço público de energia elétrica. Resolução ANEEL Nº 2, de 24 de dezembro de 1997 (Diário Oficial, v. 135, n. 251-E seção 1, p. 3, 29 dez 1997)

Figura 4: Tabela com a taxa de depreciação de alguns ativos - MCPSE ANEEL

505	SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO DO REATOR	505.01	SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO DO REATOR	30	3,33%
510	SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO E PURIFICAÇÃO DO POÇO DE COMBUSTÍVEL USADO	510.01	SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO E PURIFICAÇÃO DO POÇO DE COMBUSTÍVEL USADO	30	3,33%
515	SISTEMA DE RESFRIAMENTO DE EQUIPAMENTOS	515.01	SISTEMA DE RESFRIAMENTO DE EQUIPAMENTOS	25	4,00%
520	SISTEMA DE VIGILÂNCIA ELETRÔNICA	520.01	SISTEMA DE VIGILÂNCIA ELETRÔNICA	25	4,00%
525	SISTEMA PARA GASEIFICAÇÃO DE CARVÃO	525.01	SISTEMA PARA GASEIFICAÇÃO DE CARVÃO	15	6,67%
530	SISTEMA DE VAPOR PARA PRODUÇÃO NUCLEAR	530.01	SISTEMA DE VAPOR PARA PRODUÇÃO NUCLEAR	30	3,33%
535	SOFTWARE	535.01	SOFTWARE	5	20,00%
		535.02	LICENÇA DE USO	5	20,00%
540	SUBESTAÇÃO SF 6	540.01	SUBESTAÇÃO SF 6	40	2,50%
545	SUBESTAÇÃO UNITÁRIA	545.01	SUBESTAÇÃO UNITÁRIA	28	3,57%
550	SUPRIMENTO E TRATAMENTO D'ÁGUA	550.01	SISTEMA DE SUPRIMENTO DE ÁGUA	25	4,00%
		550.02	SISTEMA DE PRÉ-TRATAMENTO	25	4,00%
		550.03	SISTEMA DE DESMINERALIZAÇÃO	25	4,00%
		550.04	SISTEMA DE INJEÇÃO DE PRODUTOS QUÍMICOS	25	4,00%
555	TERRENO	555.01	DE UTILIZAÇÃO GERAL	-	-
		555.09	DE UTILIZAÇÃO COMO PASSAGEM DE LINHA	-	-
560	TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO	560.01	TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO	30	3,33%
565	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO	565.01	AÉREO	25	4,00%
		565.02	PEDESTAL, PLATAFORMA OU ESTALEIRO	25	4,00%
		565.03	SUBTERRÂNEO	27	3,70%
		565.04	SUBMERSÍVEL	27	3,70%
		565.05	ESPECIAL / VERDE	27	3,70%
570	TRANSFORMADOR DE FORÇA	570.01	TRANSFORMADOR DE FORÇA	35	2,86%
		570.02	AUTO-TRANSFORMADOR DE FORÇA	35	2,86%
575	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	575.01	TRANSFORMADOR DE CORRENTE, IGUAL OU SUPERIOR A 69 kV	30	3,33%

14.5.3. Critérios gerais para a determinação da depreciação

O método para estimar a depreciação dos ativos ao longo da sua vida útil será o **Método da linha reta ou linear**. Este método é caracterizado por sua simplicidade de cálculo e a ampla difusão que tem no setor.

Este método gera um valor constante de depreciação durante a totalidade da vida útil³⁰ do ativo. A depreciação será estimada em forma mensal (taxa anual/12) a partir da data de entrada em serviço do ativo. Para fins de cálculo, o mês de data de entrada será considerado como mês completo.

Equação 21: Depreciação linear

$$Depreciação_i = \frac{VA}{n}$$

Onde:

³⁰ A vida útil é o período estimado em que um ativo é produtivo

$Depreciação_i$: depreciação do ativo i ,

VA : Valor do ativo a depreciar, em Reais (R\$),

n : vida útil do bem, em anos.

No processo da primeira revisão tarifária, a concessionária deverá apresentar uma proposta de vida útil regulatória de seus ativos, considerando os seguintes fatores:

- Especificações técnicas;
- Uso específico do ativo;
- O nível esperado de utilização do ativo;
- Requerimentos de manutenção;
- Condições ambientais de trabalho do ativo;
- Vida útil contábil.

A SEDECTES avaliará a proposta da concessionária usando como referência: i) critérios econômicos e/ou físicos e ii) as vidas úteis regulatórias utilizadas por outros participantes da indústria no país e em outros países.

Como mencionado, o emprego de uma única taxa de depreciação é uma simplificação que algumas regulações fazem nos ativos das concessionárias de serviços públicos, mas o adequado é estabelecer uma vida útil para cada tipo ou classe de ativo estimada a partir de critérios econômico (critério de eficiência) e/ou físicos (duração do bem).

Por esse motivo a concessionária deverá apresentar o detalhamento da vida útil dos seguintes tipos de ativo:

Tabela 3: Detalhe mínimo requerido na definição da vida útil.

Tipo de Ativo	Vida útil [Anos]
Software	
Terreno	
Edificação	
Máquinas e equipamento geral	
Outros equipamentos (especificar)	
Tubulação	
Conj.med.reg.pressão	
Válvula para gás	
Móveis	
Veículos	
Computador	
Estação de regulação	

A taxa (vida útil) especificada na proposta da concessionária será usada em todos os ativos da classe.

14.6.Evolução da BRR

A partir dos conceitos anteriormente apresentados define-se a Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) como:

Equação 22: BRRB do ano 0

$$BRRB_0 = AEAj_0$$

Onde:

$AEAj_0$: Ativos em serviço, não depreciados, elegíveis e ajustados pela SEDECTES³¹ no ano 0;

A BRR líquida é definida como:

Equação 23: BRR líquida do ano 0

$$BRRL_0 = BRRB_0 - DepAEAj_0$$

Onde:

$BRRL_0$: Base de Remuneração Regulatória Líquida no início do período tarifário.

$BRRB_0$: Base de Remuneração Regulatória Bruta no início do período tarifário.

$DepAEAj_0$: Depreciação acumulada dos ativos em serviço, elegíveis e ajustados pela SEDECTES. A depreciação acumulada será calculada com base nos valores dos ativos definidos no processo de avaliação da SEDECTES, que analisará cada tipo de ativo ou classe de ativo e suas respectivas vidas úteis transcorridas dos ativos e as taxas de depreciação.

Conforme o estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, a $BRRL_0$ poderá incluir o Capital de giro (CG_0) calculado para o ano 0 e o Montante de estoque regulatório (Est_0), reconhecido conforme aos critérios estabelecidos no Anexo Estoque.

A evolução da Base de Remuneração Regulatória inicial será realizada de acordo com os seguintes critérios:

4. Incorporação dos investimentos projetados pela concessionária para o período tarifário e aprovados pela SEDECTES.
5. Consideração das baixas de ativos no período tarifário, utilizando uma taxa de baixas históricas da concessionária sobre os valores avaliados.
6. Consideração da depreciação a ser aplicada no período tarifário, utilizando as taxas apresentadas pela concessionária por cada tipo ou classe de ativo e aprovadas pela SEDECTES.

Equação 24: Evolução da BRR líquida

$$BRRL_t = BRRL_{t-1} + Inv_t - Baixas_t - Dep_t + VarCG_t + VarEst_t$$

Onde

$BRRL_t$: Base de Remuneração Regulatória Líquida do ano t;

$BRRL_{t-1}$: Base de Remuneração Regulatória Líquida ao final do ano t-1;

Inv_t : Investimentos do ano t avaliados e aprovados pela SEDECTES;

$Baixas_t$: Baixas dos ativos em serviço (e incorporados na BRRB) no ano t;

Dep_t : Depreciação (dos ativos da $BRRL_{t-1}$ e os investimentos do ano t) no ano t;

³¹ Ativos em serviço do serviço regulado ajustados segundo as análises estabelecidas no presente anexo (análise de razoabilidade e índice de aproveitamento).

$VarCG_t$: Variação no ano t do montante de capital de giro reconhecido na BRR pela SEDECTES (caso o capital de giro seja reconhecido como uma componente da BRR pela SEDECTES);

$VarEst_t$: Variação no ano t do montante de estoque regulatório reconhecido na BRR pela SEDECTES;

15. Bibliografia

- ABBOTT, M. e COHEN, B. **Productivity and efficiency in the water industry**. Utilities Policy, 17: 233-244. 2009
- ANEEL. **Nota Técnica nº 268/2010**. 2010
- ANEEL. **Procedimentos de regulação tarifária (PRORET) Submódulo 2.3. Base de Remuneração Regulatória**. 2011
- ARSESP. **Anexos_RTM-02-2009_Final**. 2009
- ARSESP. **Nota Técnica Nº RTG/01/2016**. 2016
- GRECO, E. STANLEY L. **Valuación de activos, tarifas e incentivos**. Texto de discusión nº55 CEER (Centro de estudios económicos de la regulación). 2004
- IPART. **Rolling forward the regulatory asset bases of the electricity and gas natural**. Discussion Paper DP31. 1999
- MÁRIO LUCAS GONÇALVES ESTEVES. **Determinação da vida útil total e valor residual de um bem móvel utilizando a regressão linear**. 2013
- OSINERGMIN. **Decreto Supremo nº040-2008-EM “Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos”**. 2008
- SANEPAR. **Metodologias para Revisão Tarifária Periódica**. 2016
- SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL. **Instrução Normativa SRF nº 162/1998 e 130/1999**.
- THE WORLD BANK GROUP. **The Regulatory Challenge of Asset Valuation: A Case Study from the Brazilian Electricity Distribution Sector**. 2004



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO II

Metodologia de estimação do Estoque regulatório

Julho, 2017

Índice

1. Objetivo	51
2. Introdução	51
3. Avaliação do estoque das concessionárias de gás natural em Brasil.....	51
3.1. Avaliação dos dados das concessionárias	51
3.2. CEG	52
3.3. CEG Rio	53
3.4. COMGÁS	53
3.5. COMPAGÁS.....	53
3.6. GNSPS	53
3.7. SCGÁS	54
3.8. BAHAGÁS.....	54
3.9. GASMIG	54
4. Conclusões	56

16. Objetivo

O presente documento anexo disponibiliza a metodologia para a determinação do valor de estoque de ativos utilizados no caso de uma reposição e falha de operação que será reconhecida na margem da concessionária.

Conforme o estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, os ativos armazenados mínimos necessários para um bom atendimento de falhas na operação da concessionária e danos na infraestrutura (rede, válvulas, conexões, etc.) da concessionária poderão ser incorporados na Base de Remuneração Regulatória da concessionária como estoque regulatório.

17. Introdução

Na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 SEDECTES é estabelecido que o montante dos ativos em estoque que poderão ser incorporados na BRR será estimado como uma porcentagem da Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) da concessionária.

Equação 1: Estoque reconhecido na BRR

$$EstRec_t = TaxaEstR * BRRB_t; t = 1 \dots 5$$

Onde:

EstRec_t: Estoque reconhecido na BRR no ano t;

TaxaEstR: Taxa de estoque reconhecido (em %);

BRRB_t: Base de Remuneração Regulatória Bruta no início do ano t.

A taxa de estoque regulatório reconhecido será estimada a partir de dados históricos da própria concessionária ou a avaliação de outras concessionárias.

18. Avaliação do estoque das concessionárias de gás natural em Brasil

Para a determinação da taxa de estoque regulatório foram avaliados os dados disponíveis (demonstrações financeiras, contábeis e relatórios de administração, disponíveis nos sites web das concessionárias) das principais concessionárias de distribuição de gás natural em Brasil.

Considerando a necessidade que tem as concessionárias de distribuição de gás natural de ter um estoque de materiais e ativos para a correta operação do serviço, foram avaliadas informações públicas de demonstrações financeiras, contábeis e relatórios de administração, disponíveis nos sites web das concessionárias de distribuição de gás natural no país.

18.1. Avaliação dos dados das concessionárias

Para a determinação da taxa de estoque regulatório foram considerados os seguintes elementos dos dados públicos disponíveis:

Estoque:

- Conta de estoque do ativo.

Ativo Bruto:

- Ativo intangível e financeiro (Valor bruto não diminuído com a depreciação).

Dos valores apresentados nos relatórios administrativos, balanços e notas explicativas foram excluídos da análise os seguintes itens:

Estoque:

- Os materiais destinados à construção de infraestrutura da rede de distribuição de gás.
- Os produtos acabados.

Ativo Bruto:

- Obras em andamento.
- Ativos Diferidos.
- Caixa, Contas a receber, Impostos a recuperar, Títulos e valores.

A SEDECTES considera que o ativo intangível e financeiro é mais representativo do ativo regulatório que a totalidade do ativo especificado no Balanço Patrimonial.

A SEDECTES também considera adequado empregar o mesmo critério no estoque e incluir no cálculo somente os materiais e ativos armazenados requeridos para o atendimento das falhas na operação da concessionária e danos na infraestrutura (rede, válvulas, conexões, etc.).

Algumas concessionárias incluem no estoque do balanço patrimonial, materiais destinados a obras em andamento. Exemplo a concessionária COMGAS.

Figura 1: Composição do estoque na concessionária.

Estoques

	2015	2014
Estoque de materiais para construção	86.981	86.895
Produto acabado	2.747	2.066
Materiais diversos	44.619	36.445
	<u>134.347</u>	<u>125.406</u>

A seguir se apresentam os valores observados de estoque e ativo bruto (ativo intangível e financeiro) das principais concessionárias de distribuição de gás natural do Brasil:

18.2.CEG

Tabela 4: Valores observados de estoques e ativos – CEG

	CEG					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Estoques [milhares R\$]	1.289	1.581	1.763	1.255	1.682	1.846
Intangível [milhares R\$]	1.142.937	1.195.635	1.288.640	1.394.868	1.705.918	1.870.892
Amort acum intang [milhares R\$]	657.980	714.457	775.104	837.472	904.933	989.311
Estoques/Total do Intangível Bruto³² [%]	0,07%	0,08%	0,09%	0,06%	0,06%	0,06%

³² O total do Intangível Bruto é calculado como a soma do Intangível e da Amortização Acumulada.

18.3.CEG Rio

Tabela 5: Valores observados de estoques e ativos - CEG RIO

	CEG RIO		
	2010	2011	2012
Estoques [milhares R\$]	423	491	353
Intangível [milhares R\$]	258.554	278.207	295.112
Amort acum intang [milhares R\$]	55.068	66.025	77.074
Estoques/Total do Intangível Bruto [%]	0,13%	0,14%	0,09%

18.4.COMGÁS

Tabela 6: Valores observados de estoques e ativos – COMGÁS

	COMGÁS					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Estoques [milhares R\$]	27.970	28.126	29.086	37.157	36.445	44.619
Intangível [milhares R\$]	3.038.079	3.304.491	3.624.159	4.132.663	4.399.290	4.546.391
Amort acum intang [milhares R\$]	1.082.442	1.237.947	1.485.076	1.585.570	1.824.160	2.007.241
Estoques/Total do Intangível Bruto [%]	0,68%	0,62%	0,57%	0,65%	0,59%	0,68%

18.5.COMPAGÁS

Tabela 7: Valores observados de estoques e ativos – COMPAGÁS

	COMPAGÁS					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Estoques [milhares R\$]	1.207	1.307	605	1.068	2.150	2.118
Intangível [milhares R\$]	169.501	175.836	184.548	209.964	270.005	306.708
Amort acum intang [milhares R\$]	64.199	76.848	89.824	105.229	121.997	143.221
Estoques/Total do Intangível Bruto [%]	0,52%	0,52%	0,22%	0,34%	0,55%	0,47%

18.6.GNSPS

Tabela 8: Valores observados de estoques e ativos – GNSPS

	GNSPS		
	2010	2011	2012
Estoques [milhares R\$]	936	1.016	496
Intangível [milhares R\$]	617.029	595.133	580.310
Amort acum intang [milhares R\$]	234.614	265.368	295.697
Estoques/Total do Intangível Bruto [%]	0,11%	0,12%	0,06%

18.7.SCGÁS

Tabela 9: Valores observados de estoques e ativos – SCGÁS

	SCGÁS	
	2014	2015
Estoques [milhares R\$]	1.415	1.628
Intangível [milhares R\$]	204.928	208.066
Amort acum intang [milhares R\$]	282.603	308.123
Estoques/Total do Intangível Bruto [%]	0,29%	0,32%

18.8.BAHIAGÁS

Tabela 10: Valores observados de estoques e ativos – BAHÍAGÁS

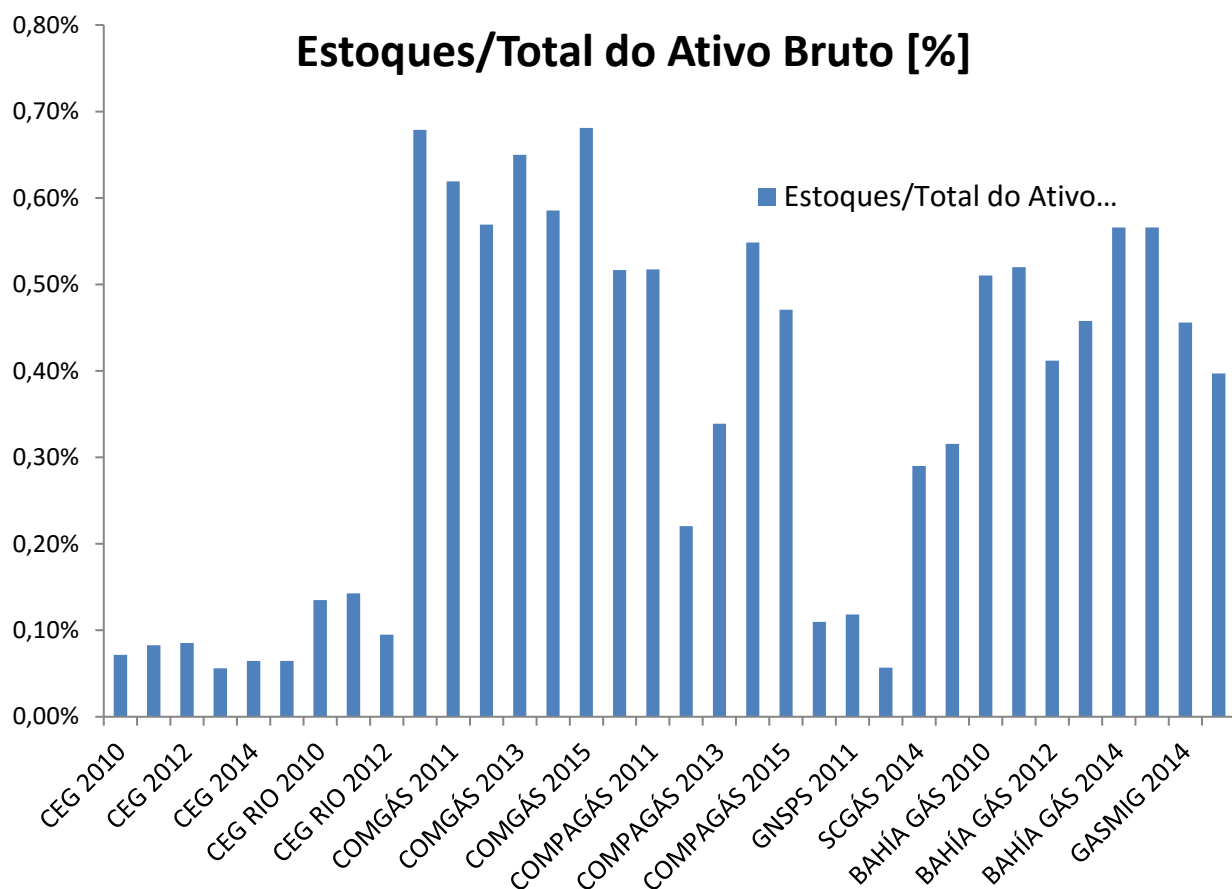
	BAHÍA GÁS					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Estoques [milhares R\$]	1.751	2.038	1.802	2.188	3.032	3.331
Intangível [milhares R\$]	210.136	229.996	243.810	252.128	277.991	293.618
Amort acum intang [milhares R\$]	133.046	161.945	193.562	225.692	257.929	295.080
Estoques/Total do Intangível Bruto [%]	0,51%	0,52%	0,41%	0,46%	0,57%	0,57%

18.9. GASMIG

Tabela 9: Valores observados de estoques e ativos – GASMIG

	GASMIG	
	2014	2015
Estoques [milhares R\$]	5.356	4.960
Intangível [milhares de reais R\$]	959.841	987.742
Amort acum [milhares R\$] Itang	215.415	261.322
Estoques/Total do Intangível Bruto [%]	0,46%	0,40%

Figura 5: Relação Estoque/Total do ativo por concessionária



A média da relação do estoque/Ativo bruto das concessionárias é a seguinte:

Tabela 11: Média da relação Estoques/Ativo Bruto

Média da relação Estoques/Ativo Bruto	
Concessionária	Média
CEG	0,07%
CEG RIO	0,124%
COMGÁS	0,631%
COMPAGÁS	0,435%
GNSPS	0,095%
SCGÁS	0,303%
BAHÍA GÁS	0,505%
GASMIG	0,426%
Média Geral	0,324%

O valor médio obtido da avaliação das distintas concessionárias é de **0,324%**.

A presente recopilação não inclui a GBD já que ela não tem uma descrição da composição do estoque especificado no balanço.

19. Conclusões

A partir da validação dos dados disponíveis nas demonstrações financeiras e contábeis dos relatórios de administração das empresas concessionárias de distribuição de gás natural no Brasil, **se determinou uma relação média de 0,324% entre Estoque/Total do ativo bruto.**

Este valor será utilizado como a Taxa de estoque reconhecido para definir o estoque regulatório que será incorporado à Base de Remuneração Regulatória.



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO III

Metodologia para o Controle dos Investimentos

Julho, 2017

Índice

1. Objetivo	59
2. Controle dos Investimentos	59
2.1. Investimentos não realizados.....	60
2.2. Investimentos feitos posteriormente ao estabelecido no plano de negócios.....	60
2.3. Execução parcial do investimento.....	60
2.3.1. <i>Metas físicas empregadas na avaliação dos investimentos</i>	<i>61</i>
2.3.2. <i>Custos unitários.....</i>	<i>61</i>
2.3.3. <i>Aplicação dos custos unitários</i>	<i>62</i>
3. Determinação da Receita em Excesso	62
3.1. Receita em Excesso do serviço de distribuição	63
3.2. Receita em Excesso do serviço de comercialização	63
4. Conclusões	64
5. Bibliografia.....	64

20. Objetivo

Este anexo disponibiliza a metodologia para a determinação das receitas em excesso auferidas pela concessionária durante o ciclo tarifário anterior, proveniente de investimentos não realizados e considerados no cálculo da tarifa do ciclo anterior.

Conforme estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, a SEDECTES realizará um acompanhamento da execução dos investimentos para comparar com aqueles aprovados no processo de revisão tarifária. O objetivo é comprovar, ao final do ciclo tarifário, que os investimentos comprometidos tenham sido executados em tempo, quantidade e forma previstos e identificar eventuais desvios que serão considerados para o seguinte ciclo tarifário da concessionária.

21. Controle dos Investimentos

A partir do plano de investimentos aprovado e incorporado no processo de Revisão Tarifária, a SEDECTES desenvolverá um controle periódico da execução dos montantes investidos, bem como, sobre o atendimento das metas estabelecidas. O objetivo é comprovar que os investimentos comprometidos tenham sido executados em tempo, quantidade e forma previstos, que cumpram com as metas físicas estabelecidas.

A análise está fundamentada na comparação entre as condições aprovadas e as condições realmente realizadas, surgindo assim as diferentes alternativas:

- c) Em caso de atendimento das metas físicas estabelecidas, o montante investido pode diferir do planejado originalmente. Nesse caso a correção é aplicada na base de remuneração regulatória inicial do seguinte período tarifário³³, como é descrito a seguir:
 - Caso o investimento seja menor que o valor aprovado, o prestador obtém uma taxa de retorno superior à calculada na revisão tarifária, mas como se deve a eficiências do prestador, este conserva o benefício até a próxima Revisão Tarifária. Na revisão tarifária seguinte, a base de ativos regulatória é ajustada de modo que apareça o valor total que foi realmente investido;
 - Caso o montante investido seja igual ao comprometido, não será realizada nenhuma ação;
 - Caso o montante investido seja maior que o valor aprovado, mas razoável, o prestador receberá durante o período uma taxa de retorno menor que a esperada, sem aplicação de sanção adicional. Na revisão tarifária seguinte, a base de ativos regulatória é ajustada de modo que apareça o valor total que foi realmente investido;
 - Caso o montante investido seja considerado pela SEDECTES como desmedido ou não razoável, a base tarifária inicial do próximo período tarifário incorporará o valor considerado como razoável pela SEDECTES (avaliação da BRR inicial).
- d) Em caso de não atingir as metas físicas estabelecidas a SEDECTES, depois de analisar as razões para o não cumprimento, poderá ajustar as tarifas do ciclo tarifário seguinte, penalizando o excesso de retorno obtido pela aplicação das tarifas que remuneravam esses investimentos. Para a Revisão Tarifária seguinte, será incluído dentro da base de remuneração regulatória inicial, o valor total do investimento em serviço efetivamente realizado (mas que não cumpriu com a meta estabelecida) e a SEDECTES poderá solicitar a inclusão, dentro do plano de investimentos do período seguinte, da porção não executada dos investimentos planejados no ciclo tarifário anterior.

³³ Segundo o tipo de serviço que corresponda o investimento, será corrigida a base de remuneração regulatória do serviço de distribuição ou comercialização.

- e) Em caso de superar as metas físicas estabelecidas (e também para os projetos não planejados no plano de negócios) será aplicado o mesmo critério que o estabelecido no ponto a).

A seguir se apresenta um detalhamento da avaliação dos investimentos que não atingem as metas físicas:

21.1. Investimentos não realizados

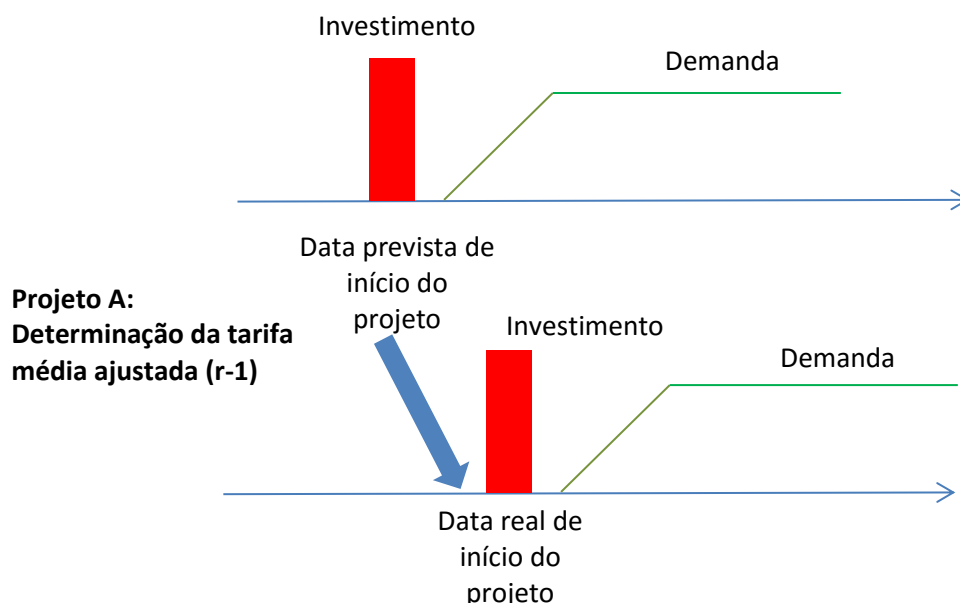
Se o projeto não for realizado durante o período tarifário será excluído do cálculo da tarifa média ajustada ($TUSD_{semFatorXAjustada_{r-1}}$ e $TSC_{semFatorXAjustada_{r-1}}$) o valor total do investimento (e a depreciação associada) e a demanda incremental associada ao projeto.

Para que a demanda incremental associada ao projeto seja excluída, a concessionária deverá ter especificado no plano de negócios apresentado no processo de revisão tarifária (r-1) a evolução dos usuários, volume e capacidade relacionada com o projeto. Se não for possível identificar a demanda gerada pelo o investimento, a SEDECTES manterá o valor original aprovado na revisão tarifária (r-1).

21.2. Investimentos feitos posteriormente ao estabelecido no plano de negócios

Se um projeto é realizado após (diferença maior que um ano) o previsto no plano de negócios aprovado (período tarifário r-), a tarifa média ajustada considerará os valores originais do projeto (investimento e demanda incremental) aprovados no plano de negócios, mas trasladados no tempo até a data de início real do projeto.

Projeto A: Plano de negócios aprovado (r-1)



21.3. Execução parcial do investimento

No caso que a concessionária faça o investimento, mas não atinja as metas físicas estabelecidas, o montante do projeto será ajustado para o cálculo da $TUSD_{semFatorX_ajustada}$ ou $TSC_{semFatorX_ajustada}$.

Para a determinação do novo montante do projeto será estimado um custo unitário que posteriormente será multiplicado pelas metas físicas realmente atingidas pelo projeto.

21.3.1. Metas físicas empregadas na avaliação dos investimentos

Os parâmetros (metas físicas) que serão avaliados para comprovar a execução dos investimentos serão as quantidades físicas ou especificações técnicas associadas aos projetos que tiverem impacto no custo do projeto e sua capacidade produtividade. Serão avaliadas somente as quantidades físicas associadas à realização do projeto e gerenciáveis pela concessionária. Não serão empregados na análise da realização dos projetos os parâmetros de mercado (quantidade de usuários e volume distribuído) estabelecidos como objetivos no plano de negócios da concessionária.

A seguir, são apresentadas as quantidades físicas que serão avaliadas nos principais ativos dos investimentos:

Tubulações:

- Extensão de rede (km de rede).
- Diâmetro da tubulação.

Estações

- Quantidade de estações.

Outros tipos ativos (a definir segundo o tipo de ativo)

A seguir se apresentam exemplos de custos unitários de referência para diferentes tipos de projetos:

21.3.2. Custos unitários

O valor reconhecido será calculado a partir de razões unitárias segundo o tipo de investimento:

Projetos de expansão ou reposição de redes (Tubulações):

Equação 1: Custo unitário para o projeto k de rede

$$R_{k;t} = \frac{I_{k;t}}{MT_{k;t}}$$

Onde:

$I_{k;t}$: Valor monetário definido no plano de investimentos para um determinado projeto k de rede;

$MT_{k;t}$: Meta física especificada para o projeto no plano de negócios, em termos de extensão (km) e diâmetro (polegadas) da rede do projeto k .

Onde:

Equação 2: Montante de rede total

$$\text{Montante de rede total} = \text{Extensão de rede (km)} * \text{Diâmetro(polegada)}$$

Projetos de estações de medição ou regulação de pressão:

Equação 3: Custo unitário para o projeto k de estação

$$R_{k,e} = \frac{I_{k,e}}{QT_{k,e}}$$

$I_{k,e}$: Valor monetário definido no plano de investimentos para um determinado projeto k de estações;

$QT_{k,e}$: Quantidade de estações estabelecidas como meta física para o projeto k .

21.3.3. Aplicação dos custos unitários

Estabelecidos os custos unitários de referência do projeto, estima-se o valor total do investimento que será empregado na determinação da margem média ajustada.

Projetos de expansão ou reposição de redes (tubulações):

Equação 5: Investimento reconhecido no projeto k de rede (tubulações)

$$\text{Investimento reconhecido}_{k;t} = R_{k;t} * MR_{k;t}$$

Onde:

$R_{k;t}$: é o custo unitário para o projeto k de rede;

$MR_{k;t}$: é o produto da extensão de rede e diâmetro efetivamente realizados no projeto k .

Projetos de estações de medição ou regulação de pressão:

Equação 6: Investimento reconhecido no projeto k de estações

$$\text{Investimento reconhecido}_{k;e} = R_{k;e} * QR_{k;e}$$

Onde:

$R_{k;e}$: é a razão unitária para o projeto k de estações de compressão;

$QR_{k;e}$: é a quantidade de estações efetivamente realizada no projeto k .

Nos projetos parcialmente realizados, a demanda associada ao projeto aprovada na revisão tarifária (r-1) não será modificada.

22. Determinação da Receita em Excesso

Para penalizar o não cumprimento das metas físicas será realizado um ajuste das tarifas a serem adotadas no próximo período tarifário.

Para isto, é recalculada a tarifa média de uso do serviço de distribuição ($TUSD_m$) e a tarifa média do serviço de comercialização (TSC_m) do período tarifário anterior sem o fator X, excluindo total ou parcialmente³⁴ do plano de investimentos inicialmente aprovado, os montantes daqueles investimentos (ou projetos) que não cumpriram com as metas físicas comprometidas no processo de revisão tarifária entre o regulador e a concessionária. Cabe esclarecer que todas as demais variáveis que intervêm no cálculo das tarifas de distribuição ou comercialização, mantêm-se constantes (custos operacionais, outras despesas, outras receitas, serviços taxados e outros).

As tarifas médias ajustadas da concessionária resultante são denominadas: i) $TUSD_{semFatorX_ajustada}$ e ii) $TSC_{semFatorX_ajustada}$.

Posteriormente é calculada a receita em excesso auferida ($RE_{Dist\ r-1}$ ou $RE_{Com\ r-1}$) pelo prestador no período tarifário anterior, como o produto entre a variação das tarifas e o mercado real do período

³⁴ Se há uma execução parcial do projeto (não atingem as metas físicas previstas no plano de negócio) o valor do investimento será ajustado parcial para sua inclusão no cálculo da margem ajustada. O reconhecimento parcial será feito considerando “ratios unitários” estimados dos parâmetros apresentados e aprovados no plano de negócios da concessionária (Seção Reconhecimento parcial dos investimentos).

anterior. Desta maneira, é compensado o excesso da receita recebida pelo prestador durante o período tarifário $r-1$, mediante uma redução da Receita Requerida durante a Revisão Tarifária do período r .

Na determinação das tarifas ajustadas será empregada a demanda regulatória (demanda do plano de negócios) que poderá ser ajustada segundo o estabelecido nos pontos 2.1 e 2.2. Na determinação da receita em excesso será empregada a demanda histórica real.

A seguir são apresentadas as equações para calcular a receita em excesso segundo o tipo de serviço:

22.1.Receita em Excesso do serviço de distribuição

Equação 8: Excesso de receita do serviço de distribuição

$$RE_{Dist\ r-1} = \sum_{t=1}^5 \frac{(TUSD_{semFatorX_{r-1}} - TUSD_{semFatorXAjustada_{r-1}}) \cdot (1 - FatorX)^{t-1} \cdot Dem_{t_{r-1}}}{(1 + TCC_{di\ r-1})^{t-5}}$$

Onde:

$TUSD_{semFatorX_{r-1}}$: Tarifa média de uso do serviço de distribuição definida na última Revisão Tarifária Ordinária ($r-1$), considerando a projeção do mercado, investimentos e demais variáveis incluídas no cálculo da Receita Requerida do serviço de distribuição ($RR_{SD\ t}$) e desconsiderando o fator X;

$TUSD_{semFatorXAjustada_{r-1}}$: Tarifa média de uso do serviço de distribuição da última revisão tarifária ordinária ($r-1$), recalculada ajustando total ou parcialmente o montante daqueles investimentos que não atingiram as metas físicas e o montante de demanda incremental (item 2.1) e desconsiderando o fator X;

$FatorX$: Fator de produtividade definido na última Revisão Tarifária Ordinária.

$Dem_{t_{r-1}}$: Volume real faturado no serviço de distribuição da concessionária durante os anos do período tarifário anterior ($r-1$).

$TCC_{di\ r-1}$: Taxa de retorno regulada, em termos reais após os impostos, estabelecida para a Concessionária na Revisão Tarifária Ordinária ($r-1$).

22.2.Receita em Excesso do serviço de comercialização

Equação 9: Excesso de receita do serviço de comercialização

$$RE_{Com\ r-1} = \sum_{t=1}^5 \frac{(TSC_{semFatorX_{r-1}} - TSC_{semFatorXAjustada_{r-1}}) \cdot (1 - FatorX)^{t-1} \cdot Dem_{t_{r-1}}}{(1 + TCC_{di\ r-1})^{t-5}}$$

Onde:

$TSC_{semFatorX_{r-1}}$: Tarifa média do serviço de comercialização regulado, definida na última Revisão Tarifária Ordinária ($r-1$), considerando a projeção do mercado, investimentos e demais variáveis incluídas no cálculo da Receita Requerida do serviço de comercialização ($RR_{SC\ t}$) e excluído o fator X;

$TSC_{semFatorXAjustada_{r-1}}$: Tarifa média de uso do serviço de comercialização da última Revisão Tarifária Ordinária ($r-1$), recalculada descontando a totalidade daqueles investimentos que não atingiram as metas físicas e o montante de demanda incremental (item 2.1) e excluído o fator X;

FatorX: Fator de produtividade definido na última Revisão Tarifária Ordinária.

$DemC_{t,r-1}$: Volume real faturado no serviço de comercialização regulado da concessionária durante os anos do período tarifário anterior (r-1).

$TCC_{di,r-1}$: Taxa de retorno regulada, em termos reais após os impostos, estabelecida para a Concessionária na Revisão Tarifária Ordinária (r-1).

As receitas em excesso obtidas para os dois serviços (distribuição e comercialização regulada) será ajustada pelo índice IGP-M para que seja expressa no mesmo valor monetário do processo de revisão de tarifas (r).

23. Conclusões

A metodologia consolidada neste anexo tem como objetivo evitar que a concessionária obtenha receitas em excesso no caso de não atingir as metas físicas estabelecidas no plano de investimentos aprovado e incorporado no processo de Revisão Tarifária.

Desse modo, serão utilizadas as equações 8 e 9 para o cálculo da Receita em Excesso segundo o tipo de serviço.

24. Bibliografia

ARCE. **Revisão Extraordinária das Tarifas dos Serviços de Água e Esgotamento Sanitário da Companhia de Água e Esgoto do Estado do Ceará**. Nota Técnica CET/013/2015. 2015

ARSESP. **Metodologia detalhada para o processo de revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo**. Nota Técnica nº RTM/02/2009. 2009



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO IV

*Metodologia de determinação dos Custos Operacionais
Eficientes*

Julho, 2017

Índice

1. Introdução	68
2. Metodologias de definição de custos eficientes	68
2.1. Referência Internacional e Nacional	70
3. Compilação de dados.....	71
3.1. Relatórios administrativos e demonstrações financeiras	72
3.1.1. CEG	72
3.1.2. CEG RIO.....	72
3.1.3. COMPAGÁS.....	72
3.1.4. COPERGÁS	72
3.1.5. SCGÁS	72
3.1.6. GNSPS.....	73
3.1.7. COMGÁS.....	73
3.1.8. GÁS BRASILIANO.....	73
3.1.9. BAHIA GÁS.....	73
3.1.10. <i>Análise comparativa das informações por concessionária</i>	73
3.2. Notas técnicas	74
3.3. Estudo de Benchmarking de Distribuição de Gás Natural	74
4. Proposta de avaliação dos custos operacionais da concessionária	75
4.1. Avaliação dos custos operacionais históricos da concessionária	75
4.2. Identificação de custos operacionais regulatórios.....	75
4.2.1. <i>Exclusões</i>	76
4.3. Análise de evolução de indicadores históricos da concessionária.....	77
4.4. Análise comparativa com outras concessionárias	77
4.4.1. <i>Custos unitários</i>	78
5. Bibliografia.....	79
6. Dados de Custos e Despesas	80
6.1. Custos operacionais apresentados nos relatórios administrativos e demonstrações financeiras das concessionárias de gás natural no Brasil.	80
6.1.1. CEG	80
6.1.2. CEG RIO.....	87
6.1.3. COMPAGÁS.....	95
6.1.4. COPERGÁS	102
6.1.5. SCGÁS	105
6.1.6. GNSPS.....	108
6.1.7. COMGÁS.....	112
6.1.8. GAS BRASILIANO.....	115
6.1.9. BAHIA GÁS.....	122

6.2.	Custos operacionais apresentados nas notas técnicas e estudos regulatórios .	127
6.2.1.	<i>Nota Técnica Nº RTM/02/2009, REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS - TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO - CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA E FATOR X.</i>	127
6.2.2.	<i>NOTA TÉCNICA Nº GBD/03/2009, REVISÃO TARIFÁRIA DA GÁS BRASILIANO - TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO - CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA.....</i>	129
6.2.3.	<i>NOTA TÉCNICA Nº GNSPS/03/2010, GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S/A - TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO - CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA.</i>	131
6.2.4.	<i>DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.796, 3ª REVISÃO QUINQUENAL DE TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA CEG.....</i>	133
6.2.5.	<i>DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.795, 3ª REVISÃO QUINQUENAL DE TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA CEG RIO.....</i>	135

25. Introdução

Este anexo disponibiliza a metodologia para a estimação de custos de operação e manutenção eficientes a ser empregado na primeira revisão tarifária periódica da distribuidora de gás canalizado do estado de Minas Gerais.

Conforme estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, o cálculo do nível eficiente de custos operacionais incorporará:

- Análise detalhada dos custos operacionais reais da concessionária de períodos anteriores.
- Segregação dos custos identificando aqueles custos elegíveis e aqueles não reconhecidos.
- Análise de evolução de indicadores tais como custos unitários da concessionária e de outras empresas do setor.
- Complementação das análises com estudos de benchmarking ou eficiência comparada.

Nos pontos a seguir se detalha a metodologia de definição de custos eficientes para o cálculo das tarifas e práticas regulatórias comuns no Brasil e em outros países.

No final do documento é feita uma recopilação de informação para a avaliação do nível de custos eficientes operacionais das empresas distribuidoras de gás natural no Brasil.

26. Metodologias de definição de custos eficientes

A maioria das regulações estabelece que as tarifas devem remunerar a totalidade dos custos de prestação do serviço regulado, considerando uma prestação eficiente do serviço e com nível de qualidade aceitável.

O custo de operação e manutenção é um dos principais itens que compõem o custo de serviço e está sujeito a análise para estabelecimento do montante que deve ser reconhecido, segundo a definição de eficiência.

Por esta razão, as agências reguladoras têm desenvolvido diversas metodologias para estimar os custos de operação e manutenção eficientes. Atualmente, existe uma diversidade de métodos, no entanto é possível resumi-los em dois grandes grupos:

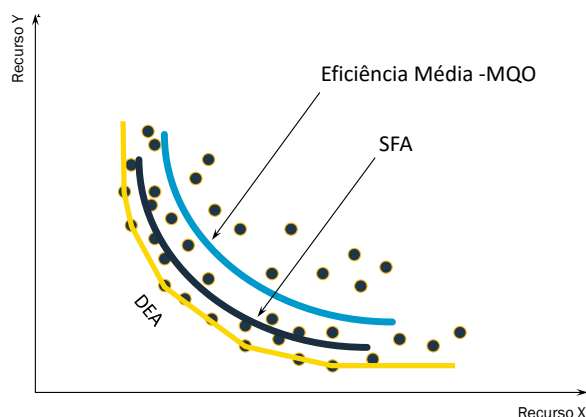
- **Modelos Normativos:** são modelos construtivos, a técnica está baseada no desenvolvimento de padrões para os custos associados a uma “empresa modelo” (para um conjunto particular de saídas, características dos ativos, etc.), desenhados a partir de uma análise econômica e de engenharia. São definidos os processos e atividades a serem desenvolvidos pelas empresas concessionárias do serviço de distribuição de gás natural, bem como as frequências ótimas e os custos ótimos para o desenvolvimento dessas atividades.
Estes modelos são muito intensivos em informações e parâmetros (atividades, frequências, custos unitários, etc.) o que torna a aplicação da Empresa de Referência suscetível à discussão quanto aos parâmetros específicos do modelo, em detrimento de análise da adequação do montante reconhecido para custos operacionais.
- **Modelos de Benchmarking:** contemplam uma diversidade de ferramentas que visam estimar os níveis de eficiência e produtividade de uma empresa ou de um setor. Partem dos custos reais das empresas e, a partir de determinada modelagem de insumos e produtos, estimam seu nível de eficiência. Existem métodos paramétricos e não paramétricos, estocásticos ou determinísticos. Os métodos mais conhecidos são:
 - Análise Envoltória de Dados (DEA): é um método não paramétrico que calcula a fronteira a partir de um conjunto de empresas. As empresas que integram ou definem a fronteira “envolvem” as firmas menos eficientes, as quais ficam acima da fronteira de custos. A “envoltória” é uma fronteira linear por trechos que se calcula mediante a

técnica de programação linear. Na literatura especializada com frequência se assinala que a DEA calcula a fronteira, em lugar de estimá-la, já que a programação linear não estima os parâmetros da fronteira nem permite realizar uma análise de significância estatística para determinar o nível de confiança dos resultados. Esta técnica admite diferentes variantes de estimação, tais como a eficiência orientada a insumos ou a produtos, bem como o suposto de retornos constantes ou variáveis de escala.

- Mínimos Quadrados Corrigidos (MQC): A regressão por MQC ajusta a função de custos estimada por mínimos quadrados ordinários até que todos os resíduos (diferenças entre custos reais e estimados) sejam positivos (exceto para a companhia ou companhias determinadas como eficientes, para as quais o resíduo é zero). O MQC não é aplicado por nenhum regulador em sua forma “pura”, pois costuma implicar ajustes impossíveis de serem sustentados pelas empresas menos eficientes. Contudo, tal decisão é arbitrária, o que fornece um sinal regulatório indesejado.
- Fronteira Estocástica (SFA): a metodologia de fronteira estocástica é um método paramétrico que permite a estimação de uma fronteira de custos ou de uma função de distância empregando métodos econométricos. A fronteira estocástica está constituída por uma componente determinística e por uma componente estocástica que inclui o efeito da ineficiência de cada empresa e de erros aleatórios na medição da fronteira. Os modelos de fronteira de produção estimam a fronteira de desempenho eficiente da melhor prática das empresas do setor. Essa fronteira consiste na quantidade máxima de produto que pode ser gerado, dados os fatores de produção e a tecnologia disponível. Assim, por essa abordagem, impõe-se uma estrutura paramétrica para a fronteira, ou seja, estima-se uma equação que a represente como imagem de uma função matemática. No método SFA, os índices de eficiência são estimados e a estimação requer a especificação da função de produção ou da função de custo. Além disso, requer assumir a forma de distribuição do termo de erro e do termo de eficiência. As formas funcionais mais utilizadas são a média normal (half-normal) e a exponencial. Tais formas de distribuição assumem que grande parte das empresas é eficiente e que a menor parte delas não é. A principal característica do método é assumir a possibilidade de ocorrência de erros estocásticos (aleatórios) na medida das ineficiências das empresas.

A seguir, apresenta-se um gráfico comparativo das diferentes metodologias de benchmarking definidas acima:

Figura 6: Comparação de metodologias de benchmarking.



A seguir demonstra-se uma tabela comparativa das diferentes metodologias de benchmarking, destacando suas principais vantagens e desvantagens:

Tabela 12: Comparação das metodologias de benchmarking

Metodologia	Descrição	Principais Vantagens	Principais Desvantagens
DEA	Enfoque Não Paramétrico que calcula a fronteira empregando programação linear	Não requer especificação de funções de custos/ produção	Muito sensível à eleição de insumos e produtos
		Pode incorporar fatores exógenos	Não permite incluir fatores aleatórios nem medir erros de estimação
		Pode calcular eficiência técnica e alocativa	
MQC	Enfoque Paramétrico que estima funções de custos/produção por MQOC	Fácil de aplicar e interpretar	Requer especificação da função de custos/produção
		Permite interpretação estatística das relações	A fronteira se fixa em função de uma só empresa
SFA	Enfoque estatístico que estima uma função de produção e separa a ineficiência e o erro aleatório	Considera os erros e outros efeitos aleatórios	Requer especificação da função de custos/produção
			Dificuldade de aplicação em pequenas amostras

Uma versão simplificada dos modelos de benchmarking é a estimação dos **indicadores de produtividade parcial**. Indicador de produtividade parcial é o nome atribuído a métricas de desempenho numa empresa.

Os indicadores medem o desempenho dos pontos "chave" para o sucesso da empresa e fornecem um número fácil de analisar que indica (de maneira parcial) o desempenho relativo da empresa. Os indicadores unitários podem ser obtidos de apenas uma empresa (evolução no tempo) ou de uma amostra de empresas de um setor (comparação entre empresas).

26.1.Referência Internacional e Nacional

Tabela 13: Práticas internacionais

País	Sector	Regulador	Metodologia
Colômbia	Transporte de gás natural	CREG	Benchmarking: Análise Envoltória de Dados (DEA)
Colômbia	Distribuição de gás natural	CREG	Benchmarking: Fronteira estocástica
Peru	Distribuição de gás natural	OSINERGMIN	Empresa de referência (Modelo) Eficiente (EME)
Alemanha	Distribuição de gás natural	Bundesnetzagentur	Benchmarking custos influenciáveis
Brasil	Distribuição de Gás Natural São Paulo	ARSESP	Avaliação da informação utilizando informações de preços e custos de mercado representativos

	Distribuição de Gás Natural Rio de Janeiro	AGENERSA	Estudo pormenorizado de custos e análise comparativo.
	Distribuição de Energia Elétrica	ANEEL	Definição de níveis de eficiência utilizando técnicas de <i>benchmarking</i>
	Água e Saneamento Distrito Federal	ADASA	Empresa de Referência

No levantamento internacional e nacional, através da análise dos distintos setores de serviço público (Gás Natural, Energia Elétrica e Saneamento), podemos observar que as metodologias empregadas na determinação dos custos operacionais (OPEX) são díspares (principalmente em Distribuição de Gás Natural), tal que vão desde análises dos custos históricos até técnicas de benchmarking.

No entanto, se verifica que em países mais desenvolvidos é muito frequente a utilização de técnicas de benchmarking e eficiência para cálculo de custos operacionais.

Por outro lado, se destaca o nível de desenvolvimento da ANEEL, agência que utiliza as mais avançadas metodologias de benchmarking para definir os custos operacionais nas diferentes atividades, principalmente na transmissão e distribuição de energia elétrica.

Nesse sentido, também é relevante indicar que para o desenvolvimento de um estudo de benchmarking é importante ter uma base de dados confiável, através de uma série de dados histórica composta por várias empresas do setor.

Este é um inconveniente no setor de distribuição de gás natural do Brasil, onde a regulação é estadual e não existe uma base de dados históricos, padronizados e detalhados das empresas do setor, como acontece em outros setores.

Naqueles países onde há muitas concessionárias que são avaliadas por um único regulador, em geral a agência reguladora emprega um benchmarking para a determinação de custos eficientes. Quando a agência reguladora não tem suficiente informação emprega um modelo normativo (empresa de referência) ou realiza uma análise de tendência histórica.

27. Compilação de dados

Diferentemente do setor de distribuição de energia elétrica, onde a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possui uma base de dados com informação de todas as empresas do setor ao longo dos anos, no setor de gás natural não há uma base de dados confiável com os dados de empresas de distribuição de gás natural necessários para fazer um estudo de eficiência comparada.

O mesmo acontece em outros países da América Latina que não possuem uma base dados para realizar um estudo completo de benchmarking de custos. Somente a Colômbia apresenta uma base de dados na Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares³⁵, mas nela os custos de operação e manutenção não tem o detalhamento necessário para realizar um estudo completo.

³⁵ <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/portada.jsp?servicioPortada=5>

Por esta razão, a SEDECTES, para a determinação dos custos operacionais eficientes na 1ª Revisão Tarifária de distribuição de Gás Natural de Minas Gerais, buscou informações/dados de custos operacionais de empresas de distribuição de gás natural no Brasil através das seguintes fontes:

- Relatórios administrativos e demonstrações financeiras das concessionárias de distribuição de gás natural do Brasil;
- Notas Técnicas dos entes reguladores de gás natural de outros estados do Brasil.
- Estudos de eficiência comparada (Benchmarking) de custos operacionais de concessionárias de distribuição de gás natural canalizado.

27.1. Relatórios administrativos e demonstrações financeiras

Foram pesquisados e avaliados os relatórios administrativos e demonstrações financeiras das seguintes concessionárias de distribuição de gás natural do Brasil:

- CEG
- CEG RIO
- COMPAGÁS
- COPERGÁS
- SANTA CATARINA GÁS (SCGÁS)
- GAS NATURAL SAO PAULO SUL (GNSPS)
- COMGÁS
- GAS BRASILIANO DISTRIBUIDORA
- BAHIA GÁS

A seguir se apresenta uma análise da estrutura das despesas de cada concessionária:

27.1.1. CEG

A distribuidora CEG conta com uma desagregação detalhada dos custos “Serviços e outros gastos gerais” e “Outras despesas líquidas”. No entanto, nas demonstrações financeiras do ano de 2015, a desagregação de “Serviços e outros gastos gerais” foi eliminada o que dificulta a comparação entre os diferentes anos. Além disso, a conta “Compra de gás e de serviços” não apresenta uma desagregação maior e detalhada.

27.1.2. CEG RIO

A CEG Rio possui uma desagregação detalhada dos custos em seus demonstrativos financeiros. Além disso, possui uma diferença em relação a CEG, pois apresenta uma desagregação na conta “Serviços e outros gastos gerais” para o ano de 2015.

27.1.3. COMPAGÁS

A COMPAGÁS apresenta uma abertura extensiva na conta “Custo dos produtos vendidos”. Outro item a destacar é que mantém a mesma abertura para todos os anos.

27.1.4. COPERGÁS

A COPERGÁS apresenta as contas despesas gerais, comerciais e as financeiras desagregadas, mas não os custos dos produtos vendidos. O mesmo acontece com a conta de “Outras despesas operacionais”. Por outro lado, somente apresenta montantes para os anos de 2013, 2014 e 2015.

27.1.5. SCGÁS

A SCGÁS apresenta os custos dos produtos vendidos desagregados (exceto para o ano de 2010), mas não possui muito detalhamento nos itens despesas gerais, despesas com vendas (para nenhum ano pesquisado) e outros custos operacionais.

27.1.6. GNSPS

A GNSPS possui uma desagregação detalhada de “Despesas e Receitas Operacionais”. Não ocorre o mesmo com as contas “Compra de gás e de serviços” e “Outras despesas operacionais”. Para os anos de 2014 e 2015 não há informação disponível.

27.1.7. COMGÁS

A COMGÁS apresenta relatórios administrativos com bastante detalhamento, mas sem desagregações nas contas “Despesas com vendas” e “Despesas gerais e Administrativas”. Além disso, a COMGÁS apresenta as desagregações da conta “Custo dos produtos vendidos” somente para os anos de 2013, 2014 e 2015.

27.1.8. GÁS BRASILIANO

A GÁS BRASILIANO apresenta desagregações das contas “Despesas Comerciais” e “Despesas Administrativas” para todos os anos considerados, e especificações da composição dos custos de produtos vendidos somente para os anos de 2013, 2014 e 2015.

27.1.9. BAHIA GÁS

A BAHIA GÁS é a concessionária com menos informação disponível em suas demonstrações financeiras, não apresentando nenhuma desagregação de seus custos operacionais.

27.1.10. Análise comparativa das informações por concessionária

Após a recopilação, foi avaliada a qualidade da informação das concessionárias em base comparativa. A seguir se apresenta uma tabela resumo da desagregação das informações sobre custos operacionais e despesas das concessionárias:

Tabela 14: Desagregação das informações das concessionárias

Concessionária	Contas que apresentam desagregação			
	Despesas Comerciais	Despesas Administrativas	Custo dos produtos vendidos	Outras despesas operacionais
CEG	✓	✓	X	✓
CEG RIO	✓	✓	X	✓
COMPÁGAS	X	X	✓	X
COPERGÁS	✓	✓	X	X
SANTA CATARINA GÁS (SCGÁS)	X	X	✓	X
GAS NATURAL SAN PAULO SUL (GNSPS)	X	✓	X	X
COMGÁS	X	X	✓	X
GAS BRASILIANO DISTRIBUIDORA	✓	✓	✓	✓
BAHIA GÁS	X	X	X	X

Como é possível observar na tabela resumo, as concessionárias não têm um único modelo de desagregação de custos, apresentando diferentes detalhes quanto as informações de custos operacionais e despesas.

Outro ponto a se destacar é que algumas concessionárias mudam a estrutura dos dados de um ano para o outro, não possuindo padronização nas suas informações de custos, conforme se observa na Tabela 5.

Tabela 15: Informação disponível por concessionária.

Concessionária	Anos com informação disponível					
	2015	2014	2013	2012	2011	2010
CEG	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CEG RIO	✓	✓	✓	✓	✓	✓
COMPÁGAS	✓	✓	✓	✓	✓	✓
COPERGÁS	✓	✓	✓	X	X	X
SANTA CATARINA GÁS (SCGÁS)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GAS NATURAL SAN PAULO SUL (GNSPS)	X	X	✓	✓	✓	✓
COMGÁS	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GAS BRASILEIRO DISTRIBUIDORA	✓	✓	✓	✓	✓	✓
BAHIA GÁS	✓	✓	✓	✓	✓	✓

27.2. Notas técnicas

Outra fonte de informação possível são as notas técnicas obtidas dos processos de revisão integral de tarifas de distribuição de gás natural no Brasil. A seguir se elencam as notas técnicas recopiladas:

- Nota Técnica Nº RTM/02/2009, REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS - TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO - CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA E FATOR X.
- NOTA TÉCNICA Nº GBD/03/2009, REVISÃO TARIFÁRIA DA GÁS BRASILEIRO - TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO - CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA.
- NOTA TÉCNICA Nº GNSPS/03/2010, GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S/A - TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO - CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA.
- DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.796, 3ª REVISÃO QUINQUENAL DE TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA CEG.
- DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.795, 3ª REVISÃO QUINQUENAL DE TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA CEG RIO.

A principal diferença da informação apresentada nos relatórios administrativos comparado com as notas técnicas das agências reguladoras é que as últimas apresentam uma maior desagregação, detalhamento e padronização dos custos operacionais. Nas notas técnicas são detalhados os critérios empregados na determinação dos custos gerenciáveis pela concessionária, bem como os montantes dos custos não gerenciáveis (taxa da agência reguladora, perdas, inadimplências, etc).

Os dados recopilados nestas notas técnicas e deliberações podem ser empregados na avaliação dos custos da concessionária, pois esses dados possuem a abertura e detalhamento requeridos.

27.3. Estudos de eficiência comparada (Benchmarking) de concessionárias de distribuição de Gás Natural

Além das fontes descritas anteriormente, para a determinação dos custos operacionais eficientes podem ser empregados estudos de benchmarking ou eficiência comparada de custos operacionais de distribuidoras de gás natural canalizado.

28. Proposta de avaliação dos custos operacionais da concessionária

Os custos operacionais correspondem aos custos de Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Administração, Outros Custos Operacionais e Seguros relativos à atividade de distribuição de gás natural canalizado e as despesas comerciais relativas à atividade de comercialização regulada.

A concessionária apresentará a evolução histórica e as projeções dos custos operacionais no plano de negócios. A SEDECTES avaliará os custos apresentados pela concessionária procurando estabelecer um nível eficiente de acordo com características da concessionária e da área de concessão.

Segundo o estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, para a determinação dos custos eficientes poderão ser desenvolvidas as seguintes atividades:

- Análise detalhada dos custos operacionais reais da concessionária de períodos anteriores.
- Segregação dos custos identificando aqueles custos elegíveis e aqueles não reconhecidos.
- Análise de evolução de indicadores tais como custos unitários da concessionária e de outras empresas do setor.
- Complementação das análises com estudos de benchmarking ou eficiência comparada.

A partir da informação coletada pela SEDECTES, na 1ª revisão de tarifas serão feitas as seguintes análises:

- Avaliação dos custos operacionais históricos da concessionária.
- Avaliação da composição dos custos operacionais projetados pela concessionária identificando aqueles diretamente vinculados ao serviço regulado (custos elegíveis e não elegíveis).
- Análise de evolução tendencial dos custos operacionais da concessionária, com a comparação de indicadores unitários históricos e projetados.
- Comparação dos indicadores unitários da concessionária com os indicadores unitários de outras concessionárias.

Na primeira revisão tarifária não será realizado um estudo de benchmarking pois não se dispõe de uma base de dados confiável e pública com quantidade suficiente de dados para poder realizar esse tipo de estudo.

Nos pontos a seguir são detalhadas as análises que serão feitas na avaliação de custos eficientes.

28.1. Avaliação dos custos operacionais históricos da concessionária

Os custos operacionais históricos da concessionária serão avaliados para sua posterior utilização na determinação dos custos operacionais eficientes do período tarifário.

28.2. Identificação de custos operacionais regulatórios

Na primeira etapa da avaliação dos custos operacionais projetados, serão expurgados todos aqueles itens que não estejam diretamente vinculados ao serviço regulado de distribuição e comercialização de gás natural.

Serão considerados na projeção dos custos operacionais e despesas comerciais os seguintes elementos:

Serviço de distribuição de gás natural

Custos de pessoal: salário, honorários, encargos sociais, vale alimentação, décimo-terceiro salário, INSS, FGTS, etc;

Serviço de Terceiros: leitura de medidores, impressão de faturas, vigilância, consultoria, etc;

Custos de materiais: materiais de escritório, reparações, lubrificantes, combustíveis para frota, etc;

Custos de fornecimentos: eletricidade, água, correios, seguros, etc;

Tributos e taxas: Tributos e taxas (estaduais e municipais) que não estejam incluídos na fatura dos usuários (PIS COFINS), nem o imposto de renda. Exemplo: taxa de uso do subsolo, taxa de fiscalização, Imposto Predial e Territorial Urbano;

Serviço de comercialização regulado

Incluem os custos de pessoal, serviços de terceiros, materiais e fornecimentos destinados ao serviço de comercialização de gás natural regulado da concessionária.

Custos dos serviços taxados regulados

Como estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, *“Os custos associados à prestação destes serviços deveriam ser deduzidos dos custos operacionais e dessa forma evitar a duplicidade de receitas. Porém, como a abertura dos custos operacionais não permite identificar claramente aqueles custos associados à prestação destes serviços, será deduzida da Receita Requerida o valor correspondente à receita associada aos serviços taxados”*.

A partir do especificado no parágrafo anterior, caso seja possível identificar algum custo associado aos serviços taxados ele deverá ser incluído nas projeções dos custos operacionais.

28.2.1. Exclusões

Não devem ser incluídos na projeção dos custos operacionais e despesas comerciais os seguintes elementos (caso as projeções de custos apresentados pela concessionária contenham estes elementos, serão excluídos pela SEDECTES):

Custos não relacionados diretamente às atividades de distribuição e comercialização regulada de gás natural canalizado.

Serão excluídos das projeções todos aqueles custos não relacionados diretamente às atividades de distribuição e comercialização regulada de gás natural canalizado.

Também serão excluídos os custos associadas às atividades correlatas.

Outros custos regulatórios

Os custos das inadimplências e as perdas de gás natural não devem ser incluídos na projeção de custos operacionais, já que eles serão determinados por outros mecanismos e incorporados na tarifa posteriormente (Ref.: Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 e Anexo Perdas).

Custos não reconhecidos

São custos não inerentes à prestação dos serviços e não devem integrar a Receita Requerida. Alguns exemplos de possíveis custos não reconhecidos são:

- Despesas e gastos financeiros;
- Comissões de créditos;
- Efeitos por diferenças de câmbio;
- Amortizações e Depreciações;
- Provisões;
- Reversão de provisões;
- Multas;
- Contribuição e Doação;
- Descontos;
- Compras de gás e transporte;
- Ajustes de Inventários de Estoques;
- Jornais, revistas e informativos;

- Custo de construção;
- Patrocínio de eventos culturais;
- Participação nos Resultados;

28.3. Análise de evolução de indicadores históricos da concessionária

Os custos operacionais projetados resultantes da etapa anterior serão avaliados pela SEDECTES, considerando as tendências históricas registradas pela concessionária. O objetivo da avaliação é que a concessionária mantenha (ou melhore) o nível de eficiência histórico nos custos operacionais além das variações no mercado (volume e usuários), ativos e extensão de rede da concessionária.

Para esta análise, serão considerados custos unitários (totais ou parciais) e outros indicadores determinados a partir da informação histórica fornecida pela concessionária (e avaliada pela SEDECTES segundo o estabelecido neste anexo). Caso os custos projetados apresentem um nível menor de eficiência (tendência crescente) a concessionária poderá apresentar um relatório, detalhando o motivo da variação.

O relatório será analisado pela SEDECTES junto com a avaliação de custos e indicadores unitários para definir a projeção de custos unitários.

28.4. Análise comparativa com outras concessionárias

Além da análise da evolução histórica da concessionária, os custos projetados serão comparados com os custos de outras concessionárias.

Como foi indicado neste anexo, os estudos de benchmarking de custos operacionais são uma excelente ferramenta de comparação entre as concessionárias e permitem estabelecer um nível de eficiência média e de fronteira. Porém, neste momento no Brasil não é possível contar (ou elaborar) uma base de dados confiável de custos operacionais de concessionárias de distribuição de gás natural canalizado necessária para a realização de um estudo de eficiência comparada com modelos paramétricos ou não paramétricos (Estudo de benchmarking).

Como foi descrito neste anexo, a informação pública levantada pela SEDECTES (Compilação de dados) apresenta os seguintes inconvenientes:

Relatórios administrativos e demonstrações financeiras

Os custos operacionais não apresentam detalhamento suficiente necessário para a elaboração de uma amostra homogênea. Nem todas as concessionárias apresentam uma desagregação em: Custos de pessoal, custos de terceiros, custos de materiais, Custos de fornecimentos, tributos e taxas, perdas, inadimplências, provisões, multas, despesas de promoção, etc. Além disso, algumas distribuidoras modificam a escrituração de suas contas de um ano para outro, dificultando a padronização de dados ao longo dos anos.

Notas técnicas

Neste caso, a informação recopilada apresenta o detalhamento adequado. No entanto, a quantidade de concessionárias disponível é reduzida o que não possibilita construir uma base de dados para a realização de um estudo de benchmarking.

Estudos de Benchmarking de Distribuição de Gás Natural

Na maior parte dos estudos de benchmarking os dados utilizados não são públicos, somente estão disponíveis os resultados: Indicadores parciais e funções de fronteira estocástica.

Portanto, serão utilizados os dados provenientes das fontes descritas no item 27 para a obtenção de comparações e parâmetros de referência para o cálculo de custos unitários.

28.4.1. Custos unitários

Embora os dados coletados não possibilitem fazer um estudo de benchmarking, eles permitirão elaborar um estudo comparativo de indicadores e custos unitários que serão empregados na avaliação do nível de eficiência dos custos projetados pela concessionária.

Como os indicadores unitários somente apresentam uma visão parcial da concessionária, na análise serão considerados distintos indicadores de custos unitários, segundo as características da concessionária e a composição do mercado projetado.

A seguir são detalhados alguns dos indicadores unitários que poderão ser empregados na análise comparativa:

- Custo Total por usuário;
- Custo Total por extensão de rede;
- Custo Total por unidade de volume;
- Custo Total por valor da base bruta de ativos;
- Custo de pessoal por funcionário;
- Custos (ADM/COM/OeM) por unidade física (Usuário/Rede/Volume);
- Outros.

29. Bibliografia

ARSESP. **Metodologia detalhada para o processo de revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado do estado de São Paulo.** Nota Técnica Nº RTM/02/2009. 2009

ADASA. **Metodologias a serem aplicadas na revisão periódica das tarifas dos serviços públicos de abastecimento de água e de esgotamento sanitário no Distrito Federal.** Nota Técnica Nº 004/2009. 2009

ANEEL. **Análise de eficiência dos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica.** Nota Técnica 66/2015. 2015

ANEEL. **Metodologia de Custos Operacionais.** Nota Técnica nº 407/2014. 2014

ANEEL. **Metodologia de Custos Operacionais Final.** Nota Técnica nº 66/2015. 2015

Battese G. E. and Coelli T. J. **A Model for Technical Inefficiency Effects in a Stochastic Frontier Production Function for Panel Data.** Empirical Economics 1995.

Canay I. **Eficiencia y Productividad en Distribuidoras Eléctricas: Repaso de la Metodología y Aplicación.** Texto de Discusión Nº 35 CEER 2002.

Carrington R., Coelli T. and Groom E. **International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution.** Journal of Regulatory Economics 21:2 191-216. 2002

Coelli T., Prasada Rao D. S., O'Donnel C. J. and Battese G. **An introduction to efficiency and productivity analysis (2° Edition).** Springer 2005

CREG. **Critérios gerais para determinar a remuneração do serviço de transporte de gás natural e os encargos do sistema nacional de transporte.** Resolução Nº 001-2000. 2000

CREG. **Critérios gerais para remunerar a atividade de distribuição de gás combustível por redes de tubulação.** Resolução 202-2013. 2013

OSINERGMIN. **Proceso de cálculo do valor agregado de distribuição e encargos fixos do período Novembro 2013 – Outubro 2017.** Relatório Nº 130-2014-GART. 2014

OFGEM. **RIIO-GD1: Final Proposals.** 2012

Rossi M. A. and Ruzzier C. **Reducing the Asymmetry of Information Through the Comparison of the Relative Efficiency of Several Regional Monopolies.** Working Paper Nº14 CEER 2001.

30. Dados de Custos e Despesas

30.1. Custos operacionais apresentados nos relatórios administrativos e demonstrações financeiras das concessionárias de gás natural no Brasil.

30.1.1. CEG

A informação correspondente à concessionária CEG foi obtida dos relatórios anuais publicados pela empresa em seu site web.³⁶

A seguir são apresentadas as demonstrações do resultado do exercício e as respectivas desagregações dos custos operacionais e outras despesas (2010-2015).

Figura 7: Demonstrações do resultado (2015). CEG.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2015
Receita líquida (Nota 25)	3.728.091
Custo do serviço (Nota 26)	(2.800.907)
Lucro bruto	927.184
Despesas gerais e administrativas (Nota 28)	(393.289)
Outras receitas, líquidas (Nota 29)	(16.276)
Lucro operacional	517.619
Resultado financeiro, líquido (Nota 30)	(101.419)
Receitas financeiras	26.096
Despesas financeiras	(127.515)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	416.200
Imposto de renda e contribuição social – Corrente (Nota 20 e 10)	(131.334)
Imposto de renda e contribuição social – Diferido (Nota 20 e 10)	(474)
Lucro (prejuízo) do exercício	284.392
Quantidade de ações em circulação	51.927.546
Lucro básico por ação	5,48

³⁶ Fonte:

<https://www.gasnaturalfenosa.com.br/br/inicio/conheca-nos/acionistas/informacao+economica/1297092021096/informes+anuais.html>

Figura 8: Custo do serviço (2015). CEG.

26 Custo

	2015
Compra de gás e de serviços	2.572.045
Custo dos contratos de construção	209.258
Custo de pessoal	19.604
	2.800.907

Figura 9: Despesas Gerais e administrativas (2015). CEG.

28 Despesas Gerais e administrativas

	2015
Despesa de pessoal	82.455
Entidade de previdência privada	2.829
Utilidades, materiais e serviços	24.398
Amortização do intangível	113.437
Serviços e outros gastos	170.170
	393.289

Figura 10: Demonstrações do resultado (2014-2013). CEG.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e de 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2014	2013
Receita líquida (Nota 25)		
Venda de gás	3.267.318	2.910.766
Contratos de construção	165.418	141.393
Outras receitas	91.366	65.580
	3.524.102	3.117.739
Receitas (despesas) operacionais		
Compra de gás e de serviços	(2.418.580)	(2.025.362)
Custo dos contratos de construção	(165.418)	(141.393)
Pessoal	(92.588)	(86.296)
Utilidades, materiais e serviços	(20.401)	(18.432)
Serviços e outros gastos gerais (Nota 27)	(165.287)	(150.279)
Amortizações do intangível e diferido	(99.299)	(101.597)
Obrigações com fundo de pensão (Nota 23)	(4.860)	(10.354)
Outras, líquidas (Nota 28)	(26.164)	(39.749)
	(2.992.597)	(2.573.462)
Lucro operacional	531.505	544.277
Resultado financeiro (Nota 29)		
Receitas financeiras	26.058	20.154
Despesas financeiras	(85.220)	(63.255)
	(59.162)	(43.101)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	472.343	501.176
Imposto de renda e contribuição social (Nota 21)		
Do exercício	(152.840)	(166.510)
Diferidos	1.425	6.591
Lucro líquido do exercício	320.928	341.257
Quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação (em milhares)	51.927.546	51.927.546
Lucro básico e diluído por lote de mil ações atribuível aos acionistas da Companhia durante o exercício (expresso em R\$ por ação)	6,18	6,57

Figura 11: Serviços e outros gastos gerais (2014-2013). CEG.

**27. Serviços e outros
gastos gerais**

	2014	2013
Serviços de manutenção	22.681	25.390
Serviço de profissionais independentes e contratados	104.863	98.043
Gastos gerais de escritório	3.955	3.371
Viagens e estadas	2.506	1.756
Aluguéis	9.545	3.092
Propaganda e publicidade	10.124	9.633
Despesas empresas do grupo	7.163	9.202
Perdas e recuperação de créditos	7.199	6.755
Provisões (reversões de provisões)	(2.749)	(6.963)
	165.287	150.279

Figura 12: Outras despesas líquidas (2014-2013). CEG.

**28.Outras receitas
(despesas) líquidas**

	2014	2013
Ganho na venda de equipamentos	19	59
Impostos e taxas	(7.724)	(16.803)
Ganhos (perda) na alienação de intangível	68	(848)
Indenização a terceiros	(12.876)	(14.484)
Despesa com impostos	(3.670)	(3.027)
Outras receitas e despesas operacionais	(1.981)	(4.646)
	(26.164)	(39.749)

Figura 13: Demonstrações do resultado (2012-2011). CEG.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2012	2011
Receita líquida (Nota 24)		
Venda de gás	2.568.715	2.187.937
Contratos de construção	130.119	88.765
Outras receitas	36.999	27.351
	2.735.833	2.304.053
Receitas (despesas) operacionais		
Compra de gás e de serviços	(1.759.209)	(1.434.917)
Custo dos contratos de construção	(130.119)	(88.765)
Pessoal	(82.002)	(76.264)
Utilidades, materiais e serviços	(17.381)	(16.677)
Serviços e outros gastos gerais (Nota 26)	(145.176)	(120.407)
Amortizações do intangível e diferido	(101.946)	(98.556)
Obrigações com fundo de pensão (Nota 22)	(3.305)	(4.894)
Outras, líquidas (Nota 27)	(26.127)	(34.348)
	(2.265.265)	(1.874.828)
Lucro operacional	470.568	429.225
Resultado financeiro (Nota 28)		
Receitas financeiras	35.476	32.904
Despesas financeiras	(82.697)	(100.490)
	(47.221)	(67.586)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	423.347	361.639
Imposto de renda e contribuição social (Nota 20)		
Do exercício	(128.954)	(98.261)
Diferidos	(4.016)	(11.711)
Lucro líquido do exercício	290.377	251.667
Quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação (em milhares)	5.1927.546	51.927.546
Lucro básico e diluído por lote de mil ações atribuível aos acionistas da Companhia durante o exercício (expresso em R\$ por ação)	5,59	4,84

Figura 14: Serviços e outros gastos gerais (2012-2011). CEG.

26 Serviços e outros gastos gerais

	2012	2011
Serviços de manutenção	24.015	19.081
Serviço de profissionais independentes e contratados	92.656	78.542
Gastos gerais de escritório	3.107	2.968
Viagens e estadas	3.233	3.107
Aluguéis	2.872	2.143
Propaganda e publicidade	12.133	9.455
Despesas empresas do grupo	6.889	8.742
Perdas e recuperação de créditos	(5.232)	11.688
Provisões (reversões de provisões)	5.503	(15.319)
	145.176	120.407

Figura 15: Outras despesas líquidas (2012-2011). CEG.

27 Outras despesas (receitas) líquidas

	2012	2011
Ganho na venda de equipamentos	294	9
Impostos e taxas	(16.887)	(16.456)
Ganhos (perda) na alienação de intangível	73	(285)
Indenização a terceiros	(6.485)	(9.397)
Despesa com impostos	(904)	(4.846)
Outras receitas e despesas operacionais	(2.218)	(3.373)
	(26.127)	(34.348)

Figura 16: Demonstrações do resultado (2010). CEG.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2011	2010
Receita líquida (Nota 26)		
Venda de gás	2.187.937	2.186.599
Contratos de construção	88.765	58.146
Outras receitas	27.351	18.900
	2.304.053	2.263.645
Receitas (despesas) operacionais		
Compra de gás e de serviços	(1.434.917)	(1.530.865)
Custo dos contratos de construção	(88.765)	(58.146)
Pessoal	(76.264)	(71.371)
Utilidades, materiais e serviços	(16.677)	(16.906)
Serviços e outros gastos gerais (Nota 28)	(120.407)	(137.353)
Amortizações do intangível e diferido	(98.556)	(100.422)
Obrigações com fundo de pensão (Nota 24)	(4.894)	3.633
Outras, líquidas (Nota 29)	(34.348)	48.437
	(1.874.828)	(1.862.993)
Lucro operacional	429.225	400.652
Resultado financeiro (Nota 30)		
Receitas financeiras	32.904	19.580
Despesas financeiras	(100.490)	(101.840)
	(67.586)	(82.260)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	361.639	318.392
Imposto de renda e contribuição social (Nota 22)		
Do exercício	(98.261)	(93.317)
Diferidos	(11.711)	4.968
	251.667	230.043
Quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação (em milhares)	51.927.546	51.927.546
Lucro básico e diluído por lote de mil ações atribuível aos acionistas da Companhia durante o exercício (expresso em R\$ por ação)	4,84	4,43

Figura 17: Serviços e outros gastos gerais (2010). CEG.

28. Serviços e outros gastos gerais

	2011	2010
Serviços de manutenção	19.081	16.653
Serviço de profissionais independentes e contratados	78.542	79.380
Gastos gerais de escritório	2.968	2.846
Viagens e estadas	3.107	1.578
Aluguéis	2.143	1.791
Propaganda e publicidade	9.455	5.696
Despesas empresas do grupo	8.742	7.787
Perdas e recuperação de créditos	11.688	7.088
Provisões (reversões de provisões)	(15.319)	14.558
	120.407	137.353

Figura 18: Outras despesas líquidas (2010). CEG.

29. Outras despesas (receitas) líquidas

	2011	2010
Ganho na venda de equipamentos	9	103
Impostos e taxas	(16.456)	(13.738)
Ganhos na alienação de intangível	(285)	8.409
Ganho processo CEDAE (Nota 13 (i))		58.000
Indenização a terceiros	(9.397)	(6.612)
Despesa com impostos	(4.846)	(2.232)
Outras receitas e despesas operacionais	(3.373)	4.507
	(34.348)	48.437

30.1.2. CEG RIO

A informação da concessionária CEG Rio foi obtida dos relatórios anuais publicados pela empresa (2010-2015) em seu site web³⁷.

³⁷ Fonte:

<https://www.gasnaturalfenosa.com.br/br/conheca-nos/acionistas/informacao-economica/informes+anuais/1297092021140/rio-de-janeiro.html>.

Figura 19: Demonstrações do resultado (2015). CEG RIO.

Demonstração do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2015
Receita líquida (Nota 21)	3.061.380
Custo do serviço (Nota 22)	(2.809.835)
Lucro bruto	251.545
Despesas gerais e administrativas (Nota 27)	(85.574)
Outras receitas, líquidas (Nota 25)	(2.225)
Lucro operacional	163.746
Resultado financeiro, líquido (Nota 26)	(33.096)
Receitas financeiras	7.495
Despesas financeiras	(40.591)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	130.650
Imposto de renda e contribuição social – Corrente (Nota 16 (b))	(47.517)
Imposto de renda e contribuição social – Diferido (Nota 10 (b))	6.921
Lucro líquido do exercício	90.054
Quantidade de ações em circulação	1.996.023
Lucro básico por ação	45,14

Figura 20: Serviços administrativos e outros gastos gerais (2015). CEG RIO.

27 Serviços administrativos e outros gastos gerais

	2015
Custo de pessoal	4.052
Utilidades, materiais e serviços	6.095
Serviços de manutenção	5.807
Serviço de profissionais independentes e contratados	1.743
Serviço de profissionais contratados	26.407
Gastos gerais de escritório	519
Viagens e estadas	20
Aluguéis	618
Propaganda e publicidade	2.541
Perdas e recuperação de créditos	6.067
Provisões (reversão), líquidas	104
Amortização atividade meio (Notas 12 e 13)	31.600
	85.573

Figura 21: Outras despesas operacionais líquidas (2015). CEG RIO

25 Outras despesas operacionais, líquidas

	2015
Ganho na venda de equipamentos	(3)
Penalidades e indenização a terceiros	655
Tributos e taxas fiscais	1.117
Baixa (recuperação) de materiais e equipamentos	(55)
Cessão de capacidade de duto	487
Demais despesas, líquidas	24
	2.225

Figura 22: Demonstrações do resultado (2014-2013). CEG RIO.

Demonstrações do Resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2014	2013
Receita líquida (Nota 21)		
Venda de gás	2.960.401	2.351.380
Contratos de construção	22.636	23.004
Outras receitas	929	13.481
	2.983.966	2.387.865
Custos e despesas operacionais		
Compra de gás e de serviços	(2.727.271)	(2.090.091)
Custo dos contratos de construção	(22.636)	(23.004)
Pessoal	(4.359)	(4.142)
Utilidades, materiais e serviços	(4.258)	(2.400)
Serviços administrativos e outros gastos gerais (Nota 26)	(40.235)	(42.105)
Amortização	(17.135)	(16.908)
Outras despesas operacionais, líquidas (Nota 24)	(2.561)	(2.735)
	(2.818.445)	(2.181.385)
Lucro operacional	165.521	206.480
Receitas (despesas) financeiras, líquidas (Nota 25)		
Receitas financeiras	3.740	5.552
Despesas financeiras	(4.369)	(3.170)
	(629)	2.382
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	164.892	208.862
Imposto de renda e contribuição social (Nota 16(b))		
Imposto de renda e contribuição social correntes (Nota 16 (b))	(52.888)	(69.988)
Imposto de renda e contribuição social diferidos (Nota 10 (b))	(462)	1.656
	111.532	140.530
Lucro líquido do exercício	111.532	140.530
Quantidade média ponderada de ações em circulação (em milhares)	1.995.023	1.995.023
Lucro básico e diluído por lote de mil ações atribuível aos acionistas da Companhia durante o exercício (expresso em R\$ por ação)	0,56	0,70

Figura 23: Outras despesas operacionais líquidas (2014-2013). CEG RIO.

24. Outras despesas operacionais, líquidas

	2014	2013
Ganho na venda de equipamentos	(1)	(37)
Penalidades e indenização a terceiros	582	513
Tributos e taxas fiscais	1.360	1.306
Baixa de materiais e equipamentos	123	491
Cessão de capacidade de duto	461	442
Demais despesas, líquidas	36	20
	2.561	2.735

Figura 24: Serviços administrativos e outros gastos gerais (2014-2013). CEG RIO.

**26. Serviços administrativos
e outros gastos gerais**

	2014	2013
Serviços de manutenção	5.150	5.989
Serviço de profissionais independentes e contratados	28.717	27.959
Gastos gerais de escritório	469	312
Viagens e estadas	25	61
Aluguéis	569	488
Propaganda e publicidade	2.986	3.311
Perdas e recuperação de créditos	3.291	1.960
Provisões (reversão), liquidas	(972)	2.025
	40.235	42.105

Figura 25: Demonstrações do resultado (2012-2011). CEG RIO.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2012	2011
Receita líquida (Nota 20)		
Venda de gás	1.526.133	1.017.771
Contratos de construção	27.412	27.238
Outras receitas (Nota 18.3)	11.909	10.117
	1.565.454	1.055.126
Custos e despesas operacionais		
Compra de gás e de serviços	(1.319.243)	(838.857)
Custo dos contratos de construção	(27.412)	(27.238)
Pessoal	(3.907)	(3.676)
Utilidades, materiais e serviços	(2.145)	(2.060)
Serviços administrativos e outros gastos gerais (Nota 26)	(31.535)	(32.418)
Depreciação e amortização	(16.330)	(16.379)
Outras despesas operacionais, líquidas (Nota 24)	(1.402)	(1.640)
	(1.401.974)	(922.268)
Lucro operacional	163.480	132.858
Resultado financeiro (Nota 25)		
Receitas financeiras	3.951	4.304
Despesas financeiras	(5.183)	(5.705)
	(1.232)	(1.401)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	162.248	131.457
Imposto de renda e contribuição social (Nota 15 (b))		
Do exercício (Nota 15 (b))	(48.367)	(39.871)
Diferidos (Nota 9 (b))	(3.523)	(1.512)
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Companhia	110.358	90.074
Quantidade média ponderada de ações em circulação (em milhares)	1.995.023	1.995.023
Lucro básico e diluído por lote de mil ações atribuível aos acionistas da Companhia durante o exercício (expresso em R\$ por ação)	55,32	45,15

Figura 26: Outras despesas operacionais, líquidas (2012-2011). CEG RIO.

24 Outras despesas operacionais, líquidas

	2012	2011
Penalidades e indenização a terceiros	388	385
Impostos e taxas fiscais	99	848
Baixa de materiais e equipamentos	380	1
Cessão de capacidade de duto	436	353
Demais despesas, líquidas	99	53
	1.402	1.640

Figura 27: Serviços administrativos e outros gastos gerais (2012-2011). CEG RIO.

26 Serviços administrativos e outros gastos gerais

	2012	2011
Serviços de manutenção	5.808	5.084
Serviço de profissionais independentes e contratados	21.022	17.149
Gastos gerais de escritório	345	408
Viagens e estadas	42	78
Aluguéis	482	464
Propaganda e publicidade	3.279	4.405
Perdas e recuperação de créditos	1.239	4.928
Provisões (reversão)	(682)	(98)
	31.535	32.418

Figura 28: Demonstrações dos resultados (2010). CEG RIO.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2010	2009
Receita líquida		
Venda de gás	1.197.557	901.456
Contratos de construção	15.676	24.818
Outras receitas	618	934
	1.213.851	927.208
Despesas operacionais		
Compra de gás e de serviços	(1.020.544)	(763.535)
Custo dos contratos de construção	(15.676)	(24.818)
Pessoal	(3.472)	(3.291)
Utilidades, materiais e serviços	(2.807)	(4.495)
Serviços administrativos e outros gastos gerais (Nota 26)	(28.443)	(26.638)
Depreciação e amortização	(15.881)	(14.195)
Outras, líquidas (Nota 24)	(3.094)	(2.662)
	(1.089.917)	(839.634)
Lucro operacional	123.934	87.574
Resultado financeiro (Nota 25)		
Receitas financeiras	2.845	3.137
Despesas financeiras	(8.438)	(9.977)
	(5.593)	(6.840)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	118.341	80.734
Imposto de renda e contribuição social (Nota 15)		
Do exercício	(39.346)	(33.861)
Diferidos	2.473	9.168
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Companhia	81.468	56.041
Lucro básico por lote de mil ações atribuível aos acionistas da Companhia durante o exercício (expresso em R\$ por ação)	40,84	28,09

Figura 29: Outras despesas líquidas (2010). CEG RIO.

24 Outras, líquidas

	2010	2009
Penalidades por desvio de programação, líquidas	292	124
Impostos e taxas fiscais	1.576	1.339
Baixa de materiais e equipamentos	330	14
Despesas com indenização a terceiros	537	462
Demais despesas, líquidas	359	741
	3.094	2.662

Figura 30: Serviços administrativos e outros gastos gerais (2010). CEG RIO.

26 Serviços administrativos e outros gastos gerais

	2010	2009
Serviços de manutenção	3.678	3.087
Serviço de profissionais independentes e contratados	16.752	15.625
Gastos gerais de escritório	356	326
Viagens e estadas	42	67
Aluguéis	373	372
Propaganda e publicidade	2.598	2.005
Perdas e recuperação de créditos	3.293	5.036
Provisões	1.351	120
	28.443	26.638

30.1.3. COMPAGÁS

A informação de COMPAGÁS foi obtida dos relatórios anuais publicados pela empresa em seu site web.³⁸

A concessionária tem dados para a totalidade dos anos considerados no período de análise (2010-2015).

As demonstrações do resultado do exercício e as desagregações são apresentados a seguir:

³⁸ Fonte: <http://www.compagas.com.br/index.php/relatorioanual>

Figura 31: Demonstrações de resultados (2015). COMPAGÁS.

Demonstrações de resultados		
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014		
(Em milhares de reais)		
	Nota	2015
Receita líquida - venda de gás e serviços	19	1.311.830
Receita de construção	21	66.833
Total da receita líquida		1.378.663
Custo dos produtos vendidos e serviços prestados	20	(1.242.863)
Custo de construção	21	(66.833)
Lucro bruto		68.967
Despesas com vendas	20	(15.081)
Despesas gerais e administrativas	20	(48.369)
Outras receitas operacionais, líquidas		22.887
Lucro antes das (despesas) receitas financeiras		28.404
Receitas financeiras	22	7.199
Despesas financeiras	22	(3.417)
		3.782
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		32.186
Imposto de renda e contribuição social - corrente	9	(13.932)
Imposto de renda e contribuição social - diferido	9	4.813
Lucro líquido do exercício		23.067

Figura 32: Custos e despesas por natureza (2015). COMPAGÁS.

20 Custos e despesas por natureza

	2015
Locações	(4.563)
Compra de gás natural	(1.175.864)
Distribuição de gás	(23.249)
Pessoal	(30.586)
Despesas gerais	(25.221)
Materiais	(1.608)
Serviços de terceiros	(20.886)
Tributos e taxas fiscais	(2.804)
Amortização	(21.532)
	<u>(1.306.313)</u>
Custo dos produtos vendidos e serviços prestados	(1.242.863)
Despesas administrativas	(48.369)
Despesas com vendas	(15.081)
	<u>(1.306.313)</u>

Figura 33: Demonstrações de resultados (2014-2013). COMPAGÁS.

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e de 2013			
(Em milhares de Reais)			
	Nota	2014	2013
Receita líquida - venda de gás e serviços	18	1.664.646	382.011
Receita de construção - CPC 17	20	81.504	40.999
Custo dos produtos vendidos e serviços prestados	19	(1.524.043)	(318.729)
Custo de construção - CPC 17	20	<u>(81.504)</u>	<u>(40.999)</u>
Lucro bruto		140.603	63.282
Despesas com vendas	19	(15.799)	(14.718)
Despesas gerais e administrativas	19	(47.854)	(28.054)
Outras despesas e receitas operacionais		<u>3.918</u>	<u>954</u>
Lucro antes do resultado financeiro		80.868	21.464
Receitas financeiras	21	4.972	4.034
Despesas financeiras	21	<u>(823)</u>	<u>(70)</u>
		4.149	3.964
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		85.017	25.428
Corrente	9	(41.140)	(7.806)
Diferido	9	<u>16.489</u>	<u>863</u>
Lucro líquido do exercício		<u>60.366</u>	<u>18.485</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Figura 34: Custos e despesas por natureza (2014-2013). COMPAGÁS.

19 Custos e despesas por natureza

	2014	2013
Locações	(3.459)	(2.702)
Compra de gás natural	(1.469.688)	(295.494)
Distribuição de gás	(21.806)	1.734
Pessoal	(26.660)	(21.901)
Despesas gerais	(27.024)	(6.034)
Materiais	(993)	(1.845)
Serviços de terceiros	(20.583)	(19.169)
Tributos e taxas fiscais	(562)	(310)
Amortização	(16.921)	(15.780)
	<u>(1.587.696)</u>	<u>(361.501)</u>
 Custo dos produtos vendidos e serviços prestados(*)	 (1.524.043)	 (318.729)
Despesas administrativas	(47.854)	(28.054)
Despesas com vendas	<u>(15.799)</u>	<u>(14.718)</u>
	<u>(1.587.696)</u>	<u>(361.501)</u>

(*) O aumento do custo do gás em 2014 se deve principalmente a aquisição de gás para suprimento a Usina Termoeletrica de Araucária.

Figura 35: Demonstrações de resultados (2012-2011). COMPAGÁS.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 2011 (Valores expressos em milhares de reais)			
	Nota explicativa	31/12/2012	31/12/2011
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	17	334.854	274.349
CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS E SERVIÇOS PRESTADOS	18	(270.788)	(204.923)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO ANTES DO RESULTADO DE CONSTRUÇÃO		64.066	69.426
Receita de construção	19	24.185	16.289
Custo de construção	19	(24.185)	(16.289)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		64.066	69.426
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS			
Gerais e administrativas	18	(25.244)	(16.796)
Despesas comerciais	18	(12.223)	(10.226)
Outras receitas operacionais		766	925
		(36.701)	(26.097)
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		27.365	43.329
Despesas financeiras	20	(3)	(530)
Receitas financeiras	20	4.341	6.684
Variações monetárias	20	30	28
		4.368	6.182
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		31.733	49.511
Corrente	8	(13.155)	(18.295)
Diferido	8	2.177	1.214
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		20.755	32.430

Figura 36: Custos e despesas por natureza (2012-2011). COMPAGÁS.

18.CUSTOS E DESPESAS POR NATUREZA

	31/12/2012	31/12/2011
Locações	(2.498)	(1.124)
Compra de gás natural	(247.673)	(186.833)
Distribuição de gás	750	(177)
Pessoal	(20.441)	(15.283)
Despesas gerais	(6.835)	(2.981)
Materiais	(1.054)	(884)
Serviços de terceiros	(15.734)	(11.655)
Tributos e taxas fiscais	(320)	(359)
Amortização	(13.769)	(12.649)
	(307.575)	(231.945)
Custo dos Produtos Vendidos e Serviços Prestados	(270.788)	(204.923)
Despesas Administrativas	(24.564)	(16.796)
Despesas com Vendas	(12.223)	(10.226)
Total dos Custos e Despesas por Natureza	(307.575)	(231.945)

Figura 37: Demonstrações de resultados (2011-2010). COMPAGÁS.

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PARA O
EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011**
(Valores expressos em milhares de reais,
exceto lucro líquido por ação)

	Nota explicativa	31/12/2011	31/12/2010
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	20	274.349	243.861
CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS E SERVIÇOS PRESTADOS	21	(204.923)	(163.363)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO ANTES DO RESULTADO DE CONSTRUÇÃO		69.426	80.498
Receita de construção	22	16.289	22.862
Custo de construção	22	(16.289)	(22.862)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		69.426	80.498
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS			
Gerais e administrativas	21	(16.796)	(13.504)
Despesas comerciais	21	(10.226)	(12.766)
Outras receitas operacionais		925	1.743
		(26.097)	(24.527)
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		43.329	55.971
Despesas financeiras	23	(530)	(1.134)
Receitas financeiras	23	6.712	6.128
		6.182	4.994
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		49.511	60.965
Corrente	9	(18.295)	(20.734)
Diferido	9	1.214	307
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		32.430	40.538
LUCRO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO (em reais)		0,97	1,21

A Companhia não apresentou outros resultados abrangentes durante os exercícios de 2011 e 2010.
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Figura 38: Custos e despesas por natureza (2011-2010). COMPAGÁS.

21. CUSTOS E DESPESAS POR NATUREZA	31/12/2011	31/12/2010
Locações	(1.124)	(936)
Distribuição de gás natural	(186.833)	(144.529)
Distribuição de gás	(177)	(1.291)
Pessoal	(15.283)	(12.497)
Despesas gerais	(2.981)	(3.574)
Materiais	(884)	(565)
Serviços de terceiros	(11.655)	(14.459)
Tributos e taxas fiscais	(359)	(274)
Amortização	(12.649)	(11.508)
TOTAL	(231.945)	(189.633)
Custo dos Produtos Vendidos e Serviços Prestados	(204.923)	(163.363)
Despesas Administrativas	(16.796)	(13.504)
Despesas com Vendas	(10.226)	(12.766)
Total dos Custos e Despesas por Natureza	(231.945)	(189.633)

30.1.4. COPERGÁS

COPERGÁS tem disponível somente dois relatórios administrativos (de 2014 e 2015), o que permitiu a coleta de informação dos anos 2013, 2014 e 2015³⁹.

Figura 39: Demonstrações do resultado (2015). COPERGÁS.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO		
	Nota	31/12/2015
RECEITA LÍQUIDA – VENDAS		
DE GÁS E SERVIÇOS	13.1	<u>819.314.739</u>
CUSTO DOS PRODUTOS/SERV. VENDIDOS		<u>(744.644.095)</u>
LUCRO BRUTO		74.670.644
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS		
Despesas Comerciais	13.2	(8.103.583)
Despesas Gerais e Administrativas	13.3	(29.158.458)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	13.4	<u>5.472.839</u>
LUCRO ANTES DO RESUL. FINANCEIRO		42.881.442
Receitas Financeiras	13.5	9.771.033
Despesas Financeiras	13.5	<u>(1.146.673)</u>
LUCRO DO EXERCÍCIO ANTES DO		
IMPOSTO DE RENDA, DA CONTRIBUIÇÃO		<u>51.505.802</u>
Imposto de Renda	6.3	(9.059.175)
Incentivo Fiscal SUDENE	6.3	11.710.582
Contribuição Social	6.3	<u>(3.424.118)</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		<u>50.733.091</u>
LUCRO LÍQ. DO EXER. POR AÇÃO - R\$1,00	10.2	<u>0,50</u>

³⁹ Fonte: <http://www.copergas.com.br/relatorio-da-administracao/#.VplZbvnAdU>

Figura 40: Receitas operacionais (2015). COPERGÁS.

13 RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

13.1 Receita Líquida de Vendas

	<u>31/12/15</u>
Receita Bruta de Vendas	976.732.888
Deduções da Receita Bruta	(2.612.314)
Tributos sobre as vendas	(154.805.835)
	<u>819.314.739</u>

13.2 Despesas Comerciais

	<u>31/12/15</u>
Pessoal	(4.462.076)
Conversão de clientes	(2.614.859)
Captação de clientes	(579.528)
Outras	(447.120)
	<u>(8.103.583)</u>

13.3 Despesas gerais e administrativas

	<u>31/12/15</u>
Pessoal	(13.197.085)
Tributárias	(4.027.248)
Serviços Pessoa Jurídica	(4.640.405)
Aluguéis	(1.601.272)
Participações e Contribuições	(969.958)
Administrativas	(4.722.490)
	<u>(29.158.458)</u>

Figura 41: Outras receitas operacionais (2015). COPERGÁS.

13.4 Outras receitas (despesas) operacionais - De acordo com o contrato celebrado entre a Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS e a Companhia Pernambucana de Gás – COPERGÁS, tendo como interveniente a TERMOPERNAMBUCO S/A, caso haja falha no fornecimento de gás natural à Usina Térmica (TERMOPERNAMBUCO), por responsabilidade da PETROBRAS, esta pagará à COPERGÁS o valor equivalente a multiplicação da quantidade faltante pela remuneração da COPERGÁS. Não foi registrada receita por falha de fornecimento de gás natural nos exercícios de 2015 e 2014. Também integram este item a Receita de Ship or Pay com a TERMOPERNAMBUCO no valor de R\$ 47.482.738 (2014 – R\$ 8.252.827), sendo que neste caso existe contrapartida em Outras Despesas Operacionais em montante equivalente, para pagamento à Petrobras, sendo um dos principais valores contemplados no item de Outras Receitas (Despesas) Operacionais.

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Receita de TOP / SOP Termoelétrico	75.400.457	8.252.827
Receita de falha de programação Termoelétrico	3.939.652	-
Penalidade de programação Não Termoelétrico	3.834.273	588.759
Custo de TOP / SOP Termoelétrico	(75.408.424)	(8.252.827)
Custo de TOP Não Termoelétrico	(2.769.449)	-
Outras	476.330	67.523
	<u>5.472.839</u>	<u>656.282</u>

Consoante o expresso na Nota 3, a construção de infraestrutura é considerada como prestação de serviços ao Poder Concedente, sendo que a correspondente receita é reconhecida ao resultado por valor igual ao custo, tendo em vista que não existe margem definida no Contrato de Concessão para esse serviço e considerando que a administração não entende a construção de infraestrutura como fonte de receita e, portanto, de resultado.

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Receita de Construção	57.489.841	10.261.961
Custo de Construção	(57.489.841)	(10.261.961)
Resultado	<u>-</u>	<u>-</u>

Figura 42: Demonstrações do resultado (2014-2013). COPERGÁS.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO			
	Nota	31/12/2014	31/12/2013
RECEITA LÍQUIDA – VENDAS DE GÁS E SERVIÇOS	13.1	770.192.404	636.410.893
CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS		(711.964.177)	(605.008.425)
LUCRO BRUTO		58.228.227	31.402.468
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS			
Despesas Gerais e Administrativas	13.2	(33.272.036)	(31.542.293)
Despesas Financeiras, Líquidas	13.3	(4.005.878)	(4.634.197)
Outras Receitas Operacionais	13.4	9.771.782	25.259.217
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS, LÍQUIDAS		(27.506.132)	(10.917.273)
LUCRO OPERACIONAL		30.722.095	20.485.195
LUCRO DO EXERCÍCIO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA, DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E DA REVERSÃO DE JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO		30.722.095	20.485.195
Imposto de Renda		(7.290.441)	(4.798.173)
Contribuição Social		(2.758.517)	(1.781.914)
Reversão dos Juros Sobre Capital Próprio	10.2	9.928.800	9.198.066
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		30.601.937	23.103.174
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO - R\$1,00		0,32	0,24

Figura 43: Receitas operacionais (2014-2013). COPERGÁS.

13. RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

13.1. Receita Líquida de Vendas

	31/12/2014	31/12/2013
Receita Bruta de Vendas	915.739.831	772.236.434
Deduções da Receita Bruta	(5.770.229)	(2.218.913)
Tributos sobre as vendas	(139.777.198)	(133.606.628)
	<u>770.192.404</u>	<u>636.410.893</u>

13.2. Despesas gerais e administrativas

	31/12/2014	31/12/2013
Pessoal	(16.014.938)	(14.221.682)
Tributárias	(3.332.999)	(2.529.293)
Serviços Pessoa Jurídica	(5.315.173)	(3.679.106)
Aluguéis	(1.535.594)	(1.222.087)
Comerciais	(2.773.917)	(4.961.070)
Participações e Contribuições	(605.782)	(529.982)
Administrativas	(3.693.633)	(4.399.073)
	<u>(33.272.036)</u>	<u>(31.542.293)</u>

13.3. Despesas Financeiras Líquidas

	31/12/2014	31/12/2013
Despesas Financeiras	(228.932)	(387.327)
Juros sobre Capital Próprio	(9.928.800)	(9.198.066)
Receitas Financeiras	6.151.854	4.951.197
	<u>(4.005.878)</u>	<u>(4.634.197)</u>

Figura 44: Outras receitas operacionais (2014-2013). COPERGÁS.

13.4. Outras receitas (despesas) operacionais

De acordo com o contrato celebrado entre a Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS e a Companhia Pernambucana de Gás – COPERGÁS, tendo como interveniente a TERMOPERNAMBUCO S/A, caso haja falha no fornecimento de gás natural à Usina Térmica (TERMOPERNAMBUCO), por responsabilidade da PETROBRAS, esta pagará à COPERGÁS o valor equivalente a multiplicação da quantidade faltante pela remuneração da COPERGÁS. Não foi registrada receita por falha de fornecimento de gás natural no exercício de 2014 (2013 – R\$ 1.678.278). Também integram este item a Receita de Ship or Pay com a TERMOPERNAMBUCO no valor de R\$ 8.252.827 (2013 – R\$ 17.185.096), sendo que neste caso existe contrapartida em Outras Despesas Operacionais em montante equivalente, para pagamento à Petrobras, sendo um dos principais valores contemplados no item de Outras Receitas Operacionais. Consoante o exposto na Nota 3, a construção de infraestrutura é considerada como prestação de serviços ao Poder Concedente, sendo que a correspondente receita é reconhecida ao resultado por valor igual ao custo, tendo em vista que não existe margem definida no Contrato de Concessão para esse serviço e considerando que a administração não entende a construção de infraestrutura como fonte de receita e, portanto, de resultado.

	2014	2013
Receita de Construção	10.261.961	33.930.344
Custo de Construção	(10.261.961)	(33.930.344)
Resultado	-	-

30.1.5. SCGÁS

A informação de SCGÁS foi obtida das informações gerenciais publicadas pela empresa em seu site web⁴⁰.

A seguir são apresentadas as demonstrações do resultado do exercício e as respectivas desagregações de custos (2010-2015):

⁴⁰ Fonte: <http://www.scgas.com.br/info/demonstracoesfinanceiras/idse/298>

Figura 45: Demonstrações de resultados (2015-2014). SCGÁS.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 (em reais)

	Nota	31/12/15	31/12/14
Receita líquida - Venda de gás	19 a	686.441.984	709.860.631
Receita de construção - CPC 17	19 b	28.722.917	40.863.475
		715.164.901	750.724.106
Custo dos produtos vendidos	20	(616.899.061)	(622.306.580)
Custo de construção - CPC 17	19b	(28.722.917)	(40.863.475)
		(645.621.978)	(663.170.055)
Lucro bruto		69.542.923	87.554.051
Despesas operacionais			
Despesas de vendas		(8.709.245)	(7.238.404)
Despesas administrativas		(25.293.464)	(22.394.407)
Outros resultados operacionais	21	(27.469.639)	(5.253.454)
		(61.472.348)	(34.886.265)
Lucro operacional antes do resultado financeiro		8.070.575	52.667.786
Receitas financeiras		3.368.906	3.261.463
Despesas financeiras		(3.343.814)	(419.490)
	22	25.092	2.841.973
Lucro operacional antes dos impostos		8.095.667	55.509.759
Imposto de renda e contribuição social corrente	13	(9.776.007)	(15.352.214)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13	7.604.860	584.496
Lucro Líquido do Exercício		5.924.520	40.742.041

Figura 46: Custos dos produtos vendidos (2015-2014). SCGÁS.

20 CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS

	31/12/15	31/12/14
Custo GN	576.812.891	582.312.853
Custo Pessoal	3.683.558	3.246.648
Materiais	943.137	1.086.236
Serviços Terceiros	6.605.872	6.240.032
Alugueis	4.579.438	4.469.581
Gerais	91.357	100.814
Amortização	24.182.806	24.850.416
	<u>616.899.061</u>	<u>622.306.580</u>

Figura 47: Demonstrações de resultados (2013-2012). SCGÁS.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO Exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 (Em Reais)			
	Nota	31/12/13	31/12/12
Receita líquida - Venda de gás	18 a	669.837.369	588.391.327
Receita de construção - CPC 17	18 b	29.048.889	29.934.483
		<u>698.886.258</u>	<u>618.325.810</u>
Custo dos produtos vendidos	19	(600.861.768)	(525.484.725)
Custo de construção - CPC 17	18 b	(29.048.889)	(29.934.483)
		<u>(629.910.657)</u>	<u>(555.419.208)</u>
Lucro bruto		68.975.601	62.906.602
Despesas operacionais			
Despesas de vendas		(6.128.362)	(6.808.232)
Despesas administrativas		(19.528.305)	(18.040.004)
Outros resultados operacionais		(1.846.381)	(2.819.845)
		<u>(27.503.048)</u>	<u>(27.668.081)</u>
Lucro operacional antes do resultado financeiro		41.472.553	35.238.521
Receitas financeiras		1.490.459	1.325.192
Despesas Financeiras		(225.596)	(809.134)
		<u>1.264.863</u>	<u>516.058</u>
Lucro operacional antes dos impostos		42.737.416	35.754.579
Imposto de renda e contribuição social corrente		(9.436.501)	(12.249.082)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(1.883.227)	103.153
		<u>(11.320.728)</u>	<u>(12.145.929)</u>
Lucro Líquido do Exercício		31.417.688	23.608.650
Lucro por ação		2,9227	2,1963

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Figura 48: Custos dos produtos vendidos (2013-2012). SCGÁS.

19 CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS		
	31/12/13	31/12/12
Custo GN	557.583.101	483.252.205
Custo Pessoal	2.877.805	6.093.703
Materiais	837.536	517.068
Serviços Terceiros	6.719.265	4.627.979
Aluguéis	5.806.375	3.603.902
Gerais	104.168	247.524
Amortização	26.933.518	27.142.344
	<u>600.861.768</u>	<u>525.484.725</u>

Figura 49: Demonstrações de resultados (2011-2010). SCGÁS.

DEMONSTRAÇÃO do Resultado do Exercício

Income for the Year
Years ended on December 31st, 2011 and 2010
(In Reais)

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010
(EM REAIS)

	Nota Note	31/12/11	31/12/10
Receita líquida - Venda de gás <i>Net income - Gas sale</i>	20	489.370.275	453.306.726
Receita de construção - CPC 17 <i>Income from construction - CPC 17</i>	20	38.924.919	31.597.832
		528.295.194	484.904.558
Custo dos produtos vendidos <i>Cost of products sold</i>		(395.550.325)	(310.988.238)
Custo de construção - CPC 17 <i>Construction cost - CPC 17</i>	20	(38.924.919)	(31.597.832)
		(434.475.244)	(342.586.070)
Lucro bruto <i>Gross income</i>		93.819.950	142.318.488
Despesas operacionais <i>Operating expenses</i>			
Despesas de vendas <i>Sales expenses</i>		(7.469.766)	(6.063.878)
Despesas administrativas <i>Administrative expenses</i>		(16.472.544)	(16.146.162)
Outros resultados operacionais <i>Other operating income</i>		(5.601.448)	(3.361.321)
		(29.543.758)	(25.571.361)
Lucro operacional antes do resultado financeiro <i>Operating profit before the financial income</i>		64.276.192	116.747.127
Receitas financeiras <i>Financial income</i>		11.428.166	9.670.188
Despesas financeiras <i>Financial expenses</i>		(9.945.775)	(4.974.706)
		1.482.391	4.695.482
Lucro operacional antes dos impostos <i>Operating profit before taxes</i>		65.758.583	121.442.609
Imposto de renda e contribuição social corrente <i>Current income tax and social contribution</i>		(21.928.363)	(40.764.746)
Imposto de renda e contribuição social diferidos <i>Deferred income tax and social contribution</i>		150.869	100.474
Lucro líquido do exercício <i>Net income for the year</i>		43.981.089	80.778.337
Lucro líquido por ação <i>Net income by share</i>		4,0915	7,5146

Figura 50: Custo dos produtos vendidos (2011-2010). SCGÁS.

17 CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS		
	31/12/12	31/12/11
Custo gás natural	483.252.205	358.892.800
Custo com pessoal	6.093.704	2.172.795
Materiais	517.068	500.096
Serviços de terceiros	4.627.979	4.268.147
Aluguéis	3.603.902	4.067.461
Gastos gerais	247.523	605.753
Amortização intangível	27.142.344	24.944.273
	<u>525.484.725</u>	<u>395.550.325</u>

30.1.6. GNSPS

A informação da empresa GNSPS foi obtida dos relatórios anuais publicados pela empresa em seu site web.⁴¹ A GNSPS apresenta dados somente para os anos de 2010, 2011, 2012 e 2013. Para os anos de 2014 e 2015 não há informação disponível.

⁴¹ Fonte:

A seguir, são apresentadas as demonstrações do resultado do exercício e as respectivas desagregações:

Figura 51: Demonstrações de resultados (2013-2012). GNSPS.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2013	2012
Receita líquida (Nota 20)		
Venda de gás	543.653	487.417
Contratos de construção (Nota 2.8 (ii))	19.721	14.579
Outras receitas	488	551
	563.862	502.547
Custos e despesas operacionais		
Compra de gás e de serviços	(369.165)	(367.509)
Custo dos contratos de construção (Nota 2.8 (ii))	(19.721)	(14.579)
Pessoal	(4.901)	(4.794)
Utilidades, materiais e serviços	(3.139)	(2.115)
Serviço de manutenção	(4.285)	(4.782)
Serviços de profissionais independentes e contratados	(9.205)	(8.743)
Publicidade e propaganda	(1.021)	(984)
Despesas com royalties (Nota 12)	(6.889)	(4.311)
Aluguéis	(478)	(445)
Depreciações e amortizações (inclusive concessão e redes de gás)	(34.856)	(35.017)
Outras despesas operacionais, líquidas	(4.776)	(4.986)
	(458.436)	(448.265)
Lucro operacional antes do resultado financeiro	105.426	54.282
Resultado financeiro (Nota 21)		
Receitas financeiras	4.662	
Despesas financeiras	(1.647)	
Atualizações monetárias, líquidas	(128)	
	2.887	4.739
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	108.313	59.021
Imposto de renda e contribuição social (Nota 17 (a))		
Correntes	(10.754)	(13.546)
Diferidos	(16.199)	2.311
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	81.360	47.786
LUCRO LÍQUIDO POR LOTE DE MIL AÇÕES DO CAPITAL SOCIAL - R\$	136,56	80,20

Figura 52: Demonstrações de resultados (2011). GNSPS.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2012	2011
Receita líquida (Nota 21)		
Venda de gás	487.417	411.995
Contratos de construção	14.579	7.083
Outras receitas	551	561
	502.547	419.639
Custos e despesas operacionais		
Compra de gás e de serviços	(367.509)	(296.035)
Custo dos contratos de construção	(14.579)	(7.083)
Pessoal	(4.794)	(4.044)
Utilidades, materiais e serviços	(2.115)	(2.194)
Serviço de manutenção	(4.782)	(3.455)
Serviços de profissionais independentes e contratados	(8.743)	(8.052)
Publicidade e propaganda	(984)	(1.826)
Despesas com royalties (Nota 10)	(4.311)	(4.835)
Aluguéis	(445)	(442)
Depreciações e amortizações (inclusive concessão e redes de gás)	(35.017)	(36.784)
Outras despesas operacionais, líquidas	(4.986)	(5.515)
	(448.265)	(370.265)
Lucro operacional antes do resultado financeiro	54.282	49.374
Resultado financeiro (Nota 22)		
Receitas financeiras	7.404	8.591
Despesas financeiras	(2.506)	(3.372)
Atualizações monetárias, líquidas	(159)	213
	4.739	5.432
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	59.021	54.806
Imposto de renda e contribuição social (Nota 12(c))		
Correntes	(13.546)	(14.000)
Diferidos	2.311	3.572
Lucro líquido do exercício	47.786	44.378
Lucro líquido por lote de mil ações do capital social - R\$	80,20	74,48

Figura 53: Demonstrações de resultados (2010). GNSPS.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2010	2009
Receita líquida (Nota 21)		
Venda de gás	406.902	400.446
Contratos de construção	9.648	9.066
Outras receitas	509	623
	417.059	410.135
Despesas operacionais		
Compra de gás e de serviços	-245.608	-213.321
Custo dos contratos de construção	-9.648	-9.066
Pessoal	-3.504	-3.277
Utilidades, materiais e serviços	-3.528	-3.611
Serviço de manutenção	-3.404	-3.315
Serviços de profissionais independentes e contratados	-9.185	-6.052
Publicidade e propaganda	-1.480	-1.207
Despesas com <i>royalties</i> (Nota 10)	-5.718	-2.481
Aluguéis	-649	-508
Depreciações e amortizações (inclusive concessão e redes de gás)	-36.902	-36.327
Outras, líquidas	-3.432	-4.165
	-323.058	-283.330
Lucro operacional antes do resultado financeiro	94.001	126.805
Resultado financeiro (Nota 22)		
Receitas financeiras	2.848	2.316
Despesas financeiras	-7.029	-29.010
Atualizações monetárias líquidas	286	7.480
	-3.895	-19.214
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	90.106	107.591
Imposto de renda e contribuição social (Nota 12(c))		
Correntes	-11.689	-9.958
Diferidos	12.961	-15.146
	91.378	82.487
Lucro líquido do exercício	91.378	82.487
Ações em circulação no final do exercício (em milhares) (Nota 19 (a))	595.800	595.800
Lucro líquido por lote de mil ações do capital social no fim do exercício - R\$	153,37	138,45

30.1.7. COMGÁS

Os dados da revendedora COMGÁS foram obtidos dos documentos que contêm informação financeira publicada pela empresa em seu site web.⁴²

As demonstrações do resultado do exercício com suas respectivas desagregações (2010-2015):

Figura 54: Demonstrações de resultados (2015). COMGÁS.

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	6.597.017
3.01.01	Vendas de gás	6.151.930
3.01.02	Receita de construção	408.086
3.01.03	Outras receitas	37.001
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-4.580.204
3.02.01	Custo do gás	-3.525.522
3.02.02	Transporte e outros	-646.596
3.02.03	Construção	-408.086
3.03	Resultado Bruto	2.016.813
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-846.266
3.04.01	Despesas com Vendas	-145.291
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-694.859
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	1.776
3.04.04.01	Ganho na venda de Imobilizado	770
3.04.04.02	Receitas	1.006
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-7.892
3.04.05.01	Outras	-7.892
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	1.170.547
3.06	Resultado Financeiro	-181.889
3.06.01	Receitas Financeiras	238.620
3.06.02	Despesas Financeiras	-420.509
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	988.658
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-289.806
3.08.01	Corrente	-84.773
3.08.02	Diferido	-205.033
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	698.852
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	698.852
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)	
3.99.01	Lucro Básico por Ação	
3.99.01.01	ON	5,54765
3.99.01.02	PNA	6,10242

⁴² Fonte: <http://comgas.riweb.com.br/listresultados.aspx?idcanal=j9gswQ51xTGR566nKFakJQ>

Figura 55: Custos por natureza (2015). COMGÁS.

Despesas por natureza

A Companhia optou por apresentar a demonstração do resultado do exercício por função.

Conforme requerido pelo CPC 26 (R1), segue a abertura das despesas por natureza:

	2015
Custo do gás	3.528.358
Custo de transporte e outros	643.760
Custo de construção	408.086
Despesas com pessoal	208.883
Despesas com materiais/serviços	271.896
Amortização	359.371
	<u>5.420.354</u>
Custo do produto vendido	4.580.204
Despesas com vendas	145.291
Despesas gerais e administrativas	694.859
Total	<u>5.420.354</u>

Figura 56: Demonstrações de resultados (2014-2013). COMGÁS.

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	6.387.103	6.336.641
3.01.01	Vendas de gás	5.865.164	5.634.532
3.01.02	Receita de construção	481.314	671.643
3.01.03	Outras receitas	40.625	30.466
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-4.494.910	-4.556.572
3.02.01	Custo do gás	-3.580.552	-3.474.985
3.02.02	Transporte e outros	-433.044	-409.944
3.02.03	Construção	-481.314	-671.643
3.03	Resultado Bruto	1.892.193	1.780.069
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-842.306	-708.208
3.04.01	Despesas com Vendas	-116.592	-121.979
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-714.849	-643.260
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	983	68.378
3.04.04.01	Ganho na venda de Imobilizado	407	66.300
3.04.04.02	Receitas	576	2.078
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-11.848	-11.347
3.04.05.01	Outras	-11.848	-11.347
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	1.049.887	1.071.861
3.06	Resultado Financeiro	-193.025	-191.005
3.06.01	Receitas Financeiras	111.485	51.025
3.06.02	Despesas Financeiras	-304.510	-242.030
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	856.862	880.856
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-245.261	-261.945
3.08.01	Corrente	-90.821	-140.439
3.08.02	Diferido	-154.440	-121.506
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	611.601	618.911
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	611.601	618.911
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	4,93903	5,05588
3.99.01.02	PNA	5,43294	5,56146

Figura 57: Custos por natureza (2014-2013). COMGÁS.

	2014	2013
Custo do gás	3.580.552	3.474.985
Custo de transporte e outros	433.044	409.944
Custo de construção	481.314	671.643
Despesas com pessoal	196.161	186.523
Despesas com materiais/serviços	250.499	247.328
Amortização	384.781	331.388
Despesas por natureza	5.326.351	5.321.811
Custo do produto vendido	4.494.910	4.556.572
Despesas com vendas	116.592	121.979
Despesas gerais e administrativas	714.849	643.260
Total	5.326.351	5.321.811

Figura 58: Demonstrações e receitas operacionais (2012-2011-2010). COMGÁS.

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	5.279.523	4.102.880	4.095.343
3.01.01	Vendas de gás	4.790.535	3.747.530	3.818.780
3.01.02	Receita de construção - ICPC 01	447.044	328.591	257.647
3.01.03	Outras receitas	41.944	28.539	20.918
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-3.881.871	-2.998.617	-2.575.560
3.02.01	Custo do gás	-3.070.899	-2.310.831	-1.980.475
3.02.02	Transporte e outros	-383.928	-359.395	-357.438
3.02.03	Construção ICPC 01	-447.044	-328.591	-257.647
3.03	Resultado Bruto	1.397.652	1.108.043	1.519.783
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-725.900	-630.354	-547.957
3.04.01	Despesas com Vendas	-126.491	-115.696	-92.819
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-599.959	-512.643	-448.692
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	2.883	3.497	2.015
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-12.313	-5.512	-8.461
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	671.752	475.889	971.828
3.06	Resultado Financeiro	-163.650	-159.960	-134.500
3.06.01	Receitas Financeiras	45.884	25.920	31.379
3.06.02	Despesas Financeiras	-209.534	-185.880	-165.969
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	508.102	315.729	837.238
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-141.447	-79.590	-257.256
3.08.01	Corrente	-231.746	-212.033	-179.693
3.08.02	Diferido	90.299	132.443	-77.593
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	366.655	236.139	579.980
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	366.655	236.139	579.980
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	2.99520	1.92901	4.73784
3.99.01.02	PNA	3.29472	2.12191	5.21183

Figura 59: Despesas por natureza (2012-2011). COMGÁS.

	2012	2011
Despesas com pessoal	173.423	157.930
Despesas com materiais/serviços	253.019	229.814
Despesas operacionais	9.450	2.015
Amortização	290.008	240.595
Despesas por natureza	725.900	630.354

Figura 60: Despesas por natureza (2010). COMGÁS.

	2010	2009
Despesas com pessoal	141.068	123.232
Despesas com materiais/serviços	190.741	185.586
Despesas operacionais	6.446	30.491
Depreciação e amortização	209.702	177.602
Despesas por natureza	547.957	516.911

30.1.8. GAS BRASILIANO

A GÁS BRASILIANO tem disponível em seu site web os relatórios administrativos dos anos de 2011 a 2015.

A seguir são apresentadas as demonstrações do resultado do exercício com suas respectivas desagregações:

Figura 61: Demonstrações de resultados (2015). GAS BRASILIANO.

Demonstração do resultado		
Exercícios findos em 31 de dezembro		
Em milhares de reais		
Receita líquida	Nota	2015
Receita pela venda de gás	18	303.567
Receita de construção de infraestrutura	3.13	23.054
		326.621
Custo das vendas de gás	19	(255.203)
Custo de construção de infraestrutura		(23.054)
		(278.257)
Lucro bruto		48.364
Despesas operacionais		
Despesas comerciais	19	(9.192)
Despesas administrativas	19	(28.077)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	21	(2.952)
		(40.221)
Lucro antes do resultado financeiro		8.143
Resultado financeiro	20	
Despesas financeiras		(687)
Receitas financeiras		21.156
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(1.832)
		18.637
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		26.779
Imposto de renda e contribuição social	8(b)	29.207
Lucro líquido do exercício		55.986
Lucro básico e diluído por ação - em reais	24	0,12

Figura 62: Despesas por natureza (2015). GAS BRASILIANO.

**Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2015**

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19 Despesas por natureza		2015
Custo das vendas de gás		
Custo do gás		220.739
Depreciação e amortização		18.870
Serviços de terceiros		6.441
Pessoal		6.107
Despesas gerais		1.289
Arrendamento e aluguéis		1.192
Utilidades e ocupação		312
Provisão participação nos lucros e resultado		253
		<u>255.203</u>
Despesas comerciais		
Serviços de terceiros		4.620
Pessoal		2.830
Arrendamento e aluguéis		853
Utilidades e ocupação		282
Despesas Gerais		182
Provisão de créditos de liquidação duvidosa		154
Provisão participação nos lucros e resultado		144
Outras		127
		<u>9.192</u>
Despesas administrativas		
Pessoal		7.513
Provisão contrato de suprimentos de gás (penalidade)		8.078
Utilidades e ocupação		2.450
Serviços de terceiros		2.102
Administradores e Conselho Fiscal		1.892
Depreciação		1.380
Taxa de fiscalização		1.676
Arrendamento e aluguéis		890
Despesas gerais		908
Provisão participação nos lucros e resultado		277
Resultado na alienação de bens e direitos		188
Outras		723
		<u>28.077</u>

Figura 63: Demonstrações de resultados (2014-2013). GAS BRASILIANO.

Demonstração do resultado
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais

	Nota	2014	2013
Receita líquida			
Receita pela venda de gás	18	335.231	313.948
Receita de construção de infraestrutura	3.14	14.478	12.237
		<u>349.709</u>	<u>326.185</u>
Custo das vendas de gás	19	(266.363)	(257.228)
Custo de construção de infraestrutura		(14.478)	(12.237)
		<u>(280.842)</u>	<u>(269.465)</u>
Lucro bruto		<u>68.867</u>	<u>56.720</u>
Despesas operacionais			
Despesas comerciais	19	(8.131)	(10.032)
Despesas administrativas	19	(17.523)	(16.592)
Outras receitas operacionais, líquidas	21	299	326
		<u>(25.354)</u>	<u>(26.298)</u>
Lucro antes do resultado financeiro e impostos		<u>43.513</u>	<u>30.422</u>
Resultado financeiro	20		
Despesas financeiras		(7.738)	(7.218)
Receitas financeiras		19.179	22.683
Variações monetárias e cambiais, líquidas		299	253
		<u>11.740</u>	<u>15.718</u>
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		<u>55.254</u>	<u>46.140</u>
Imposto de renda e contribuição social	8(b)	(5.441)	(9.639)
Lucro líquido do exercício		<u>49.812</u>	<u>36.501</u>
Lucro básico e diluído por ação - em reais		<u>0,09</u>	<u>0,06</u>

Demonstração das mutações do patrimônio líquido
Em milhares de reais

Figura 64: Despesas por natureza (2014-2013). GAS BRASILIANO.

Despesas por natureza

	2014	2013
Custo das vendas de gás		
Custo do gás	233.315	226.326
Depreciação e amortização	18.326	17.800
Serviços de terceiros	6.131	5.043
Pessoal	5.974	5.017
Despesas gerais	1.173	1.676
Arrendamento e alugueis	1.146	1.048
Utilidades e ocupação	298	318
	266.363	257.228
Despesas comerciais		
Serviços de terceiros	4.159	3.304
Pessoal	2.480	2.071
Arrendamento e alugueis	719	667
Despesas gerais	293	124
Utilidades e ocupação	274	283
Outras	120	247
Depreciação	105	103
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	(19)	3.233
	8.131	10.032
Despesas administrativas		
Pessoal	6.644	5.536
Utilidades e ocupação	2.282	2.189
Serviços de terceiros	1.901	2.349
Administradores e Conselho Fiscal	1.653	1.301
Depreciação	1.574	1.623
Taxa de fiscalização	1.570	2.053
Arrendamento e alugueis	900	917
Despesas gerais	895	608
Outras	104	16
	17.523	16.592

Figura 65: Demonstrações de resultados (2012-2011). GAS BRASILIANO.

Demonstração do resultado
Exercícios findos em 31 de dezembro
 Em milhares de reais

	Nota	2012	2011
Receita líquida			
Receita pela venda de gás	17	287.975	213.118
Receita de construção de infraestrutura	3.12	19.044	18.690
		307.019	231.808
Custo das vendas de gás		(253.872)	(181.289)
Custo de construção de infraestrutura		(19.044)	(18.690)
		(272.916)	(199.979)
Lucro bruto		34.103	31.829
Despesas operacionais			
Despesas comerciais	18	(10.169)	(5.345)
Despesas administrativas	18	(15.949)	(14.228)
Outras despesas operacionais líquidas	20	19	(231)
		(26.099)	(19.804)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos		8.004	12.025
Resultado financeiro			
Despesas financeiras	19	(1.915)	(3.227)
Receitas financeiras	19	11.646	11.195
Variações monetárias e cambiais, líquidas	19	(2.356)	(1.701)
		7.375	6.267
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		15.379	18.292
Imposto de renda e contribuição social	8 (b)	(2.162)	(2.668)
Lucro líquido do exercício		13.217	15.624

Figura 66: Compras e vendas de gás (2012-2011). GAS BRASILIANO.

(a) Vendas de gás

Petrobrás Distribuidora S.A. (i)	3.911
Total 2012	3.911
Petrobrás Distribuidora S.A. (i)	3.902
Total 2011	3.902

(b) Compras de gás

Petróleo Brasileiro S.A. (ii)	300.657
Total 2012	300.657
Petróleo Brasileiro S.A. (ii)	155.236
Total 2011	155.236

Figura 67: Despesas por natureza (2012-2011). GAS BRASILIANO.

18 Despesas por natureza

	2012	2011
Despesas Comerciais		
Pessoal	1.716	1.228
Serviços de terceiros	3.493	2.791
Provisão de crédito de liquidação duvidosa	3.617	827
Arrendamento e aluguéis	516	176
Outras	827	323
	10.169	5.345
Despesas administrativas		
Pessoal	4.437	4.511
Administradores e Conselho Fiscal	2.331	1.040
Serviços de terceiros	3.948	4.087
Utilidades e ocupação	818	543
Despesas gerais	730	621
Arrendamento e aluguéis	645	843
Taxa de fiscalização	860	756
Depreciação	1.475	1.631
Outras	705	196
	15.949	14.228

Figura 68: Demonstrações de resultados (2011-2010). GAS BRASILIANO.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010

(Em milhares de Reais)

	Nota	2011	2010
Receita líquida			
Receita pela venda de gás	16	213.118	172.028
Receita de construção de infra-estrutura		18.690	19.130
		231.808	191.158
Custo das vendas de gás		(181.289)	(143.530)
Custo de construção de infra-estrutura		(18.690)	(19.130)
		(199.979)	(162.660)
Lucro Bruto		31.829	28.498
Despesas operacionais			
Despesas comerciais	17	(5.345)	(4.815)
Despesas administrativas	17	(14.228)	(13.584)
Outras despesas operacionais líquidas	19	(231)	934
		(19.804)	(17.465)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos		12.025	11.033
Resultado financeiro			
Despesas financeiras	18	(3.227)	(3.467)
Receitas financeiras	18	11.195	7.364
Variações monetárias e cambiais, líquidas	18	(1.701)	1.076
		6.267	4.973
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		18.292	16.006
Imposto de renda e contribuição social	9	(2.668)	(2.495)
Lucro líquido do exercício		15.624	13.511

Figura 69: Despesas por natureza (2011-2010). GAS BRASILIANO.

9.17. Despesas por natureza

Despesas Comerciais	2011	2010
Pessoal	1.228	1.128
Serviços de terceiros	2.791	3.377
Provisões (reversões)	846	(229)
Outras	480	539
	<u>5.345</u>	<u>4.815</u>

Despesas Administrativas	2011	2010
Pessoal	4.511	4.277
Administradores	1.040	1.274
Serviços de terceiros	4.087	3.281
Utilidades e ocupação	543	691
Despesas gerais	621	641
Arrendamentos e alugueis	843	773
Taxa de fiscalização	756	585
Depreciação	1.631	1.880
Outras	196	182
	<u>14.228</u>	<u>13.584</u>

30.1.9. BAHIA GÁS

A BAHIA GÁS tem disponível em seu site web os relatórios administrativos dos anos de 2010 a 2015.

A seguir são apresentadas as demonstrações do resultado do exercício com suas respectivas desagregações:

Figura 70: Demonstrações de resultados (2015-2014). BAHIA GÁS.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E DE 2014

(Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	2015	2014
RECEITAS LÍQUIDAS - VENDAS DE GÁS	18	1.466.636	1.340.514
CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS		(1.285.756)	(1.148.828)
LUCRO BRUTO		180.880	191.686
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS			
Despesas comerciais		(11.351)	(10.601)
Despesas gerais e administrativas		(47.514)	(41.999)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	19	435	(2.209)
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		122.450	136.877
Receitas financeiras		23.888	18.041
Despesas financeiras		(481)	(656)
Total		23.407	17.385
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		145.857	154.262
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	22		
Corrente		(51.689)	(46.692)
Diferido		1.157	(234)
Incentivo Fiscal Sudene	17	24.360	26.956
		(26.172)	(19.970)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		119.685	134.292
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R\$ (MIL)		7,80	9,45

Figura 71: Outras receitas e despesas operacionais (2015-2014). BAHIA GÁS.

NOTA 19. OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS

O saldo da conta está demonstrado da seguinte forma:

	2015	2014
Receita de Construção (a)	49.850	54.038
Custo de Construção (a)	(49.850)	(54.038)
Outras Receitas Operacionais	7.027	2.115
Outras Despesas Operacionais	(6.592)	(4.324)
Total	435	(2.209)

Figura 72: Demonstrações de resultados (2013-2012). BAHIA GÁS.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E DE 2012 (Em milhares de reais - R\$)			
	Nota explicativa	2013	Reapresentado 2012
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	15	1.645.797	1.107.201
CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS		(1.474.942)	(937.963)
LUCRO BRUTO		170.855	169.238
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS			
Vendas		(10.048)	(9.414)
Gerais e administrativas		(44.174)	(40.392)
Outras receitas operacionais, líquidas	16	10.438	1.975
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		127.071	121.407
Receitas financeiras		13.853	17.038
Despesas financeiras		(17.689)	(18.725)
Total		(3.836)	(1.687)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		123.235	119.720
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	19		
Corrente		(43.279)	(41.942)
Diferido		295	(70)
Redução de IRPJ Incentivo Fiscal Sudene	14	24.644	24.301
		(18.340)	(17.711)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		104.895	102.008
REVERSÃO JUROS S/ CAPITAL PRÓPRIO - JSCP		17.450	18.117
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO APÓS REVERSÃO JSCP		122.345	120.126
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R\$ (MIL)		9,26	10,88

Figura 73: Outras receitas e despesas operacionais (2013-2012). BAHIA GÁS.

NOTA 16. OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS

O saldo da conta está demonstrado da seguinte forma:

	2013	2012
Receita de Construção (a)	36.566	43.581
Custo de Construção (a)	(36.566)	(43.581)
Outras Receitas Operacionais	16.012	4.264
Outras Despesas Operacionais	(5.574)	(2.289)
Total	10.438	1.975

Figura 74: Demonstrações de resultados (2011). BAHIA GÁS.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 2011

(Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	2011
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	15	1.078.317
CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS		(881.393)
LUCRO BRUTO		196.924
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS		
Vendas		(7.629)
Gerais e administrativas		(35.053)
Outras receitas operacionais, líquidas	16	1.236
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		155.478
Receitas financeiras		21.814
Despesas financeiras		(18.001)
Total		3.813
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		159.290
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	19	
Corrente		(54.576)
Diferido		104
Redução IRPJ Incentivo Fiscal Sudene	14	28.553
		(25.919)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES		133.371
Participação nos lucros de empregados e administradores	21	(3.126)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		130.245
Reversão dos juros sobre capital próprio		17.291
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO APÓS REVERSÃO DOS JSCP		147.536
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R\$ (MIL)		13,36

*As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Figura 75: Outras receitas e despesas operacionais (2011). BAHIA GÁS.

NOTA 16.
OUTRAS RECEITAS E DESPESAS
OPERACIONAIS

O saldo da conta está demonstrado da seguinte forma:

	2011
Receita de Construção (a)	43.044
Custo de Construção (a)	(43.044)
Outras Receitas Operacionais	3.683
Outras Despesas Operacionais	(2.448)
Total	1.236

Figura 76: Demonstrações de resultados (2010). BAHIA GÁS.

	Nota explicativa	2010
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	16	986.952
CUSTO DOS PRODUTOS VENDIDOS		(786.664)
LUCRO BRUTO		200.288
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS		
Vendas		(3.759)
Gerais e administrativas		(23.626)
Outras receitas operacionais, líquidas	17	3.583
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		176.486
Receitas financeiras		18.774
Despesas financeiras		(865)
Total		17.909
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		194.395
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	20	
Corrente		(65.215)
Diferido		(201)
Isenção IRPJ Incentivo Fiscal Sudene	15	32.466
		(32.950)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES		161.445
Participação nos Lucros de Funcionários e Administradores	22	(3.171)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		158.274
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R\$ (MIL)		15,34

Figura 77: Outras receitas e despesas operacionais (2010). BAHIA GÁS.

NOTA 17. OUTRAS RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS

O saldo da conta está demonstrado da seguinte forma:

	2010
Receita de Construção	28.411
Custo de Construção (a)	(28.411)
Outras Receitas Operacionais	6.242
Outras Despesas Operacionais	(2.659)
Total	3.583

30.2.Custos operacionais apresentados nas notas técnicas e estudos regulatórios

30.2.1. Nota Técnica Nº RTM/02/2009, REVISÃO TARIFÁRIA DA COMGÁS - TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO - CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA E FATOR X.

Figura 78: Resumo das Despesas Históricas COMGÁS (2004-2008)

Tabela 65 – Resumo das Despesas Históricas Informadas pela Comgás (Moeda Constante – DEZ/08)

CUSTOS TOTAIS (Pessoal + MSO)	2004	2005	2006	2007	2008
MSO	193.713.380	189.178.740	171.025.893	206.727.315	224.053.440
PESSOAL	118.849.188	120.850.307	128.160.631	139.797.093	143.799.226
TOTAL (R\$)	312.562.567	310.029.047	299.186.525	346.524.408	367.852.666

Figura 79: Detalhamento de Custo de Pessoal COMGÁS (2004-2008)

Tabela 61 – Evolução Histórica de Custos de Pessoal (Moeda Constante – DEZ/08)

Áreas/Sub áreas	Custo Total (Com Encargos) [R\$ / ano] - MOEDA DEZ 2008				
	2004	2005	2006	2007	2008
PRESIDÊNCIA	1.300.807	1.385.875	1.348.783	9.234.784	12.685.409
DIRETORIA JURÍDICA	2.183.440	2.385.718	2.592.384	1.616.982	1.820.720
DIR. PLAN. INTEGRADO, GÁS E ENERGIA	2.014.003	1.783.868	2.293.020	-	-
DIRETORIA OPERAÇÕES	46.099.221	53.739.515	56.073.125	64.202.905	63.041.125
DIRETORIA RESIDENCIAL	20.309.771	14.918.388	18.292.771	21.256.757	26.935.916
DIR. VP DE MERC GRANDE COM., GNV E SUPR. GÁS	6.305.159	8.576.597	8.736.500	10.208.019	10.047.697
DIR. REGULATÓRIOS E INSTITUCIONAIS	5.467.862	5.439.137	5.813.206	5.395.027	5.685.199
DIRETORIA ADMINISTRATIVA	10.220.776	11.349.330	12.570.587	5.994.135	-
DIRETORIA DE FINANÇAS	11.728.241	11.451.550	13.097.694	15.689.992	18.087.636
TOTAL	105.629.281	111.029.978	120.818.071	133.598.601	138.303.701
Secondees	12.432.894	9.465.707	7.290.065	6.148.264	5.435.455
Honorários de Diretores	707.061	294.393	-	-	-
Honorários Administr./Cons.Tec./Fisc	79.953	60.228	52.496	50.228	60.069
CUSTO TOTAL DE PESSOAL	118.849.188	120.850.307	128.160.631	139.797.093	143.799.226
Crescimento Anual %		1,68%	6,05%	9,08%	2,86%
Crescimento 2004-2008 %					20,99%

Figura 80: Detalhamento dos Custos de Materiais e Serviços e Outros COMGÁS (2004-2008)

Tabela 63 – Evolução Histórica de Custos de Materiais, Serviços e Outros (Moeda Constante – DEZ/08)

Áreas/Subáreas	Despesas de MSO [R\$ / ano] - MOEDA DEZ 2008				
	2004	2005	2006	2007	2008
SISTEMAS E PC'S	13.831.371	8.693.698	9.739.157	9.823.867	11.428.230
COMUNICAÇÕES	6.823.445	5.986.745	7.119.694	7.521.267	10.050.955
VEÍCULOS	3.581.405	3.327.934	3.958.246	3.032.391	3.367.175
MÁQ. E FERRAMENTAS	676.451	715.417	796.817	616.835	703.711
TERRENOS E EDIFÍCIOS	1.031.494	4.580.460	6.763.960	6.530.642	7.947.221
MATERIAIS E INSUMOS	3.310.842	6.042.280	3.811.638	4.006.141	4.817.053
OUTRAS DESPESAS	135.391.018	123.828.081	101.341.678	134.766.470	144.696.075
EMPREITEIRAS E CONSTRUTORAS	16.670.543	20.834.794	20.793.521	24.278.063	22.848.568
SUBTOTAL	181.316.569	174.009.411	154.324.712	190.575.676	205.858.988
TAXA DE FISCALIZAÇÃO - REGULADOR	12.396.810	13.627.555	15.036.521	13.418.094	15.069.415
P&D e EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	-	1.541.774	1.664.660	2.733.545	3.125.037
TOTAL DESPESAS	193.713.380	189.178.740	171.025.893	206.727.315	224.053.440
Crescimento Anual %		-2,34%	-9,60%	20,87%	8,38%
Crescimento 2004-2008 %					15,66%

Figura 81: Detalhamento do OPEX do Plano de Negócios da COMGÁS aprovado pelo regulador para o terceiro ciclo tarifário (por Processo e Atividade)

NATUREZA DA DESPESA	TOTAL DE DESPESAS OPERACIONAIS [R\$ DEZ/2008]				
	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014
DESPESAS P0 - PLANO DE NEGÓCIOS	413.157.093	434.800.341	457.696.451	474.261.256	491.951.779
1.1 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	138.991.989	150.094.483	161.119.305	170.262.436	181.751.425
despacho	1.380.421	1.388.854	1.413.478	1.422.924	1.435.256
odorização	2.341.777	2.296.286	2.419.364	2.527.502	2.682.669
Controle e Inspeção	18.156.970	18.947.608	20.137.021	21.045.016	22.298.427
vigilância e prevenção	9.381.730	10.364.163	11.333.863	12.273.619	13.316.854
atendimento a reclamações técnicas e emergência	18.641.761	21.673.765	23.262.484	24.200.860	25.734.383
manutenção da rede	21.976.074	23.943.021	26.154.078	27.999.276	30.291.626
manutenção das instalações de superfície	16.463.223	17.118.670	17.975.248	18.757.413	19.732.471
Outras	50.650.033	54.362.114	58.423.769	62.055.828	66.259.738
1.2 MEDIÇÃO	6.839.512	7.141.430	7.610.840	7.862.615	8.273.842
manutenção de medidores	4.588.308	4.662.783	4.885.317	4.865.835	4.989.323
leitura de medidores	2.251.204	2.478.647	2.725.523	2.996.780	3.284.519
Outros	-	-	-	-	-
1.3 COMERCIALIZAÇÃO	61.826.271	65.363.547	70.355.191	75.269.378	79.199.854
faturamento	10.099.022	10.948.358	11.837.954	12.814.569	13.850.121
Entrega de faturas	1.786.281	1.966.752	2.162.643	2.377.880	2.606.194
cobrança	1.011.602	1.037.454	1.072.285	1.110.230	1.150.401
atendimento e serviço aos clientes	24.996.048	25.736.694	27.761.586	29.727.027	31.844.582
gestão aquisição de gás e transporte	3.903.334	3.897.387	3.899.251	3.901.068	3.902.894
propaganda, publicidade, anúncios e publicações	4.421.922	4.421.922	4.421.922	4.421.922	4.421.922
captação de novos clientes	8.913.973	10.640.903	12.250.411	13.817.983	14.223.925
outras despesas comerciais	6.694.087	6.714.076	6.949.138	7.098.699	7.199.814
1.4 DIREÇÃO, SUPERVISÃO E CONTROLE DA GESTÃO	127.130.138	127.376.329	129.615.953	133.176.924	136.236.271
Pessoal	44.600.020	44.000.914	43.968.075	43.990.719	44.046.003
Material	1.124.117	1.039.796	1.043.239	1.060.079	1.088.585
Serviço	57.130.761	57.514.476	59.913.665	63.026.922	65.570.677
Outros	24.275.239	24.821.143	24.690.974	25.099.204	25.531.007
1.5 TAXA DE FISCALIZAÇÃO LÍQUIDA DE COMPENSAÇÃO	13.260.527	22.850.477	25.137.913	26.029.755	27.046.630
taxa de fiscalização	16.232.863	22.850.477	25.137.913	26.029.755	27.046.630
compensação ano 2007**	(2.972.336)	-	-	-	-
1.6 PESQUISA & DESENVOLVIMENTO	3.695.447	4.091.900	4.501.518	4.661.222	4.843.317
1.7 PERDAS DE GÁS	61.413.208	57.882.174	59.355.733	56.998.925	54.600.441
1.8 DESPESAS PARA CONVERSÃO	-	-	-	-	-
de equipamentos	-	-	-	-	-
para adequação física	-	-	-	-	-
1.9 ATIVIDADES NÃO-CORRELATAS	-	-	-	-	-
1.10 SERVIÇOS TAXADOS	-	-	-	-	-

30.2.2. NOTA TÉCNICA N° GBD/03/2009, REVISÃO TARIFÁRIA DA GÁS BRASILIANO - TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO - CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA.

Figura 82: Resumo das Despesas Históricas por natureza de custos - GÁS BRASILIANO (2004-2008)

ÁREA	Custo Total (Com Encargos) [R\$/ano] - JUN/2009					CRES.MÉD.
	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009	
PESSOAL	R\$	6.993.227	6.912.841	8.613.953	8.966.199	8,7%
SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PC'S	R\$	657.156	692.130	900.726	629.364	3,8%
COMUNICAÇÕES	R\$	474.449	549.472	629.208	788.439	9,8%
VEÍCULOS	R\$	532.819	803.282	1.131.842	1.167.380	13,2%
TERRENOS E EDIFÍCIOS	R\$	347.002	550.337	700.348	566.182	13,4%
MÁQUINAS E FERRAMENTAS	R\$	-	-	-	-	
MATERIAIS E INSUMOS	R\$	126.175	95.792	219.250	494.866	28,9%
OUTRAS DESPESAS	R\$	2.578.612	2.718.419	3.448.513	3.169.817	1,8%
CONTRATOS DE SERVIÇOS TERCEIRIZADOS	R\$	2.800.201	4.041.893	5.427.482	7.077.799	22,0%
TOTAL	R\$	14.509.640	16.364.166	21.071.322	22.860.046	10,2%

Figura 83: Detalhamento de Custo de Pessoal GÁS BRASILIANO (2004-2008)

ÁREAS E SUB ÁREAS (PESSOAL)	Custo Total (Com Encargos) [R\$/ano] - JUN/2009					CRESC. MÉDIO
	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009	
CONSELHO E PRESIDÊNCIA	-	-	-	-	-	-
DIRETORIA GERAL	4.297.242	4.431.710	5.428.424	5.466.393	6.565.275	8,8%
DIRETORIA TÉCNICA	2.142.880	1.740.044	2.186.198	2.441.559	2.614.092	4,1%
ATENDIMENTO COMERCIAL	31.161	117.526	105.742	174.665	265.453	53,5%
UNID. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	521.944	623.561	893.589	883.582	1.161.526	17,3%
UNID. CONTR. E SUPERVISÃO DE OBRAS	-	-	-	-	-	
TOTAL	6.993.227	6.912.841	8.613.953	8.966.199	10.606.346	8,7%

Figura 84: Detalhamento de contratos de serviços terceirizados GÁS BRASILIANO (2004-2008)

ÁREAS E SUB ÁREAS	CONTRATOS - [R\$/ano] - JUN/2009					COMPOSIÇÃO (%)
	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009	
Direção, Adm. E Controle	1.633.387	2.168.323	2.635.370	2.992.419	3.276.491	47,2%
O&M	1.166.815	1.866.314	2.593.252	3.441.280	3.604.398	47,1%
Comercial	-	7.256	198.860	644.099	674.085	5,7%
Outros						
CONTRATOS	2.800.201	4.041.893	5.427.482	7.077.799	7.554.974	100%

Figura 85: Detalhamento de outras despesas GÁS BRASILIANO (2004-2008)

ÁREAS E SUB ÁREAS	OUTRAS DESPESAS - [R\$/ano] - JUN/2009					COMPOSIÇÃO (%)
	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009	
Direção, Adm. e Controle	3.272.753	3.469.959	3.864.524	4.259.032	3.808.123	89,2%
O&M	-	28.907	117.720	48.107	26.055	1,1%
Comercial	101.536	200.577	674.922	453.093	603.630	9,7%
Outros						
CONTRATOS	3.374.289	3.699.443	4.657.166	4.760.232	4.437.808	100%

Figura 86: Detalhamento do OPEX do Plano de Negócios da GÁS BRASILIANO aprovado pelo regulador para o terceiro ciclo tarifário (por Natureza de Gastos).

NATUREZA DE GASTOS		Custo Total (Com Encargos) [R\$/ano] - JUN/2009					
		2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	TOTAL
PESSOAL	R\$	10.736.183	10.736.183	10.736.183	10.736.183	10.736.183	53.680.913
SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PC'S	R\$	1.182.600	1.177.200	1.177.200	1.177.200	1.177.200	5.891.400
COMUNICAÇÕES	R\$	1.013.323	1.011.323	1.011.323	1.011.323	1.011.323	5.058.615
VEÍCULOS	R\$	1.066.775	1.066.775	1.066.775	1.066.775	1.066.775	5.333.875
TERRENOS E EDIFÍCIOS	R\$	716.640	716.640	716.640	716.640	716.640	3.583.200
MÁQUINAS E FERRAMENTAS	R\$	-	-	-	-	-	-
MATERIAIS E INSUMOS	R\$	540.496	554.329	573.682	582.711	586.629	2.837.847
OUTRAS DESPESAS	R\$	3.927.722	4.246.517	4.344.539	4.416.039	4.511.038	21.445.854
CONTRATOS DE SERVIÇOS TERCEIRIZADOS	R\$	6.615.401	6.922.551	7.331.121	7.815.841	7.894.041	36.578.953
TAXA DE FISCALIZAÇÃO	R\$	900.059	1.288.399	1.486.088	1.576.664	1.648.249	6.899.459
PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D)	R\$	-	174.308	201.054	213.308	222.992	811.662
PERDAS	R\$	1.279.196	1.643.996	1.896.245	2.011.821	2.103.163	8.934.421
ATIVIDADES NÃO CORRELATAS	R\$	-	-	-	-	-	-
TOTAL	R\$	27.978.394	29.538.221	30.540.849	31.324.504	31.674.232	151.056.199

Figura 87: Detalhamento do OPEX do Plano de Negócios da GÁS BRASILIANO aprovado pelo regulador para o terceiro ciclo tarifário (por Processos e Atividades).

PROCESSOS E ATIVIDADES		Custo Total (Com Encargos) [R\$/ano] - JUN/2009					
		2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	TOTAL
1. DIREÇÃO, ADMINISTRAÇÃO E CONTROLE DA GESTÃO	R\$	11.819.015	11.843.240	11.863.240	11.871.240	11.871.240	59.267.977
2. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	R\$	9.733.646	9.993.710	10.374.633	10.814.591	10.856.390	51.772.970
3. LEITURA E MEDIÇÃO	R\$	-	-	-	-	-	-
4. COMERCIALIZAÇÃO	R\$	3.938.531	4.286.621	4.415.643	4.532.934	4.668.252	21.841.980
5. TAXAS, IMPOSTOS E ENCARGOS	R\$	307.946	307.946	303.946	303.946	303.946	1.527.731
6. OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS	R\$	900.059	1.462.708	1.687.141	1.789.972	1.871.241	7.711.121
Taxa de Fiscalização	R\$	900.059	1.288.399	1.486.088	1.576.664	1.648.249	6.899.459
Compensação da Taxa de Fiscalização	R\$	-	-	-	-	-	-
Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)	R\$	-	174.308	201.054	213.308	222.992	811.662
Multas	R\$	-	-	-	-	-	-
Outras Obrigações Regulatórias	R\$	-	-	-	-	-	-
7. PERDAS	R\$	1.279.196	1.643.996	1.896.245	2.011.821	2.103.163	8.934.421
8. ATIVIDADES NÃO-CORRELATAS	R\$	-	-	-	-	-	-
TOTAL	R\$	27.978.394	29.538.221	30.540.849	31.324.504	31.674.232	151.056.199

30.2.3. NOTA TÉCNICA N° GNSPS/03/2010, GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S/A - TERCEIRO CICLO TARIFÁRIO - CÁLCULO DA MARGEM MÁXIMA.

Figura 88: Detalhamento do OPEX do Plano de Negócios da GNSPS aprovado pelo regulador para o terceiro ciclo tarifário (por Processos e Atividades).

PROCESSOS E ATIVIDADES		Custo Total (Com Encargos) [R\$/ano] - NOV/2009					
		2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	TOTAL
1. DIREÇÃO, ADMINISTRAÇÃO E CONTROLE DA GESTÃO	R\$	8.775.439	8.717.483	8.694.282	8.810.950	8.931.827	43.929.980
2. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	R\$	(6.380.299)	5.898.577	15.475.870	6.052.389	6.379.060	27.425.597
3. LEITURA E MEDIÇÃO	R\$	1.099.057	1.154.006	1.215.429	1.279.153	1.345.322	6.092.967
4. COMERCIALIZAÇÃO	R\$	8.678.211	9.698.504	9.913.921	10.177.708	10.386.125	48.854.469
5. TAXAS, IMPOSTOS E ENCARGOS	R\$	276.827	276.827	276.827	276.827	276.827	1.384.137
6. OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS	R\$	1.878.103	2.175.747	2.061.299	2.095.817	2.152.817	10.363.783
Taxa de Fiscalização	R\$	1.606.920	1.900.758	1.779.190	1.804.164	1.850.880	8.941.912
Compensação da Taxa de Fiscalização	R\$						-
Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)	R\$	271.183	274.989	282.110	291.653	301.937	1.421.871
Multas	R\$						-
Outras Obrigações Regulatórias	R\$						-
7. PERDAS	R\$	1.243.040	1.260.488	1.293.127	1.336.871	1.384.011	6.517.537
8. ATIVIDADES NÃO-CORRELATAS	R\$						-
TOTAL	R\$	15.570.376	29.181.633	38.930.756	30.029.715	30.855.990	144.568.470

Figura 89: Detalhamento do OPEX do Plano de Negócios da GNSPS aprovado pelo regulador para o terceiro ciclo tarifário (por Natureza de Gastos).

NATUREZA DE GASTOS		Custo Total (Com Encargos) [R\$/ano] - NOV/2009					
		2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	TOTAL
PESSOAL	R\$	3.332.146	3.365.468	3.399.122	3.433.114	3.467.445	16.997.295
SISTEMAS DE INFORMÁTICA E PC'S	R\$	793.521	793.521	793.521	793.521	793.521	3.967.607
COMUNICAÇÕES	R\$	661.097	671.717	671.717	675.857	675.857	3.356.244
VEÍCULOS	R\$	183.316	192.484	202.112	212.219	222.715	1.012.846
TERRENOS E EDIFÍCIOS	R\$	551.043	578.596	607.526	637.904	669.800	3.044.869
MÁQUINAS E FERRAMENTAS	R\$	29.396	30.866	32.410	34.032	35.737	162.441
MATERIAIS E INSUMOS	R\$	130.012	137.316	141.316	145.316	149.316	703.276
OUTRAS DESPESAS + CONTRATOS	R\$	9.889.845	23.411.665	33.083.031	24.097.752	24.841.599	115.323.893
Direção, Administração e Controle da gestão	R\$	6.255.424	6.141.809	6.071.650	6.135.208	6.205.123	30.809.213
Operação e manutenção	R\$	4.433.902	4.815.829	4.879.379	4.941.996	5.254.599	24.325.704
Leitura e medição	R\$	1.099.057	1.154.006	1.215.429	1.279.153	1.345.322	6.092.967
Comercialização	R\$	6.583.552	7.586.959	7.785.320	8.031.881	8.222.900	38.210.610
Taxas, impostos e encargos	R\$	276.827	276.827	276.827	276.827	276.827	1.384.137
Obrigações regulatórias	R\$	1.878.103	2.175.747	2.061.299	2.095.817	2.152.817	10.363.783
Perdas	R\$	1.243.040	1.260.488	1.293.127	1.336.871	1.384.011	6.517.537
Estações de Transferência e Custódia	R\$	(11.880.059)	-	9.500.000	-	-	(2.380.059)
TOTAL	R\$	15.570.376	29.181.633	38.930.756	30.029.715	30.855.990	144.568.470

30.2.4. DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.796, 3ª REVISÃO QUINQUENAL DE TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA CEG.

Figura 90: Detalhamento do OPEX do Plano de Negócios da CEG aprovado pelo regulador para o quarto ciclo tarifário (CEG).

CEG: OPEX (mil R\$/ano) - Média de Dez/11						
Itens	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017
DESPESAS OPERACIONAIS	144.413	155.430	157.854	180.084	182.589	780.380
Aluguéis	2.181	11.100	11.200	11.305	11.415	47.181
Manutenção e Conservação	19.429	19.808	19.791	19.988	20.189	99.000
- Bens Imóveis e Construções	3.329	3.479	3.635	3.799	3.970	18.211
- Equipamento de Informática	2.214	2.214	2.214	2.214	2.214	11.071
- Veículos	735	788	803	839	877	4.022
- Instalações Técnicas	13.003	13.003	13.003	13.003	13.003	65.015
- Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	5.021	5.021	5.021	5.021	5.021	25.104
- Emergência	2.832	2.832	2.832	2.832	2.832	14.162
- Manutenção de Instalações Industriais	5.150	5.150	5.150	5.150	5.150	25.749
- Outro Imobilizado	147	142	136	131	125	681
Utilidades e Serviços	8.420	8.810	8.810	9.017	9.233	44.091
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	3.575	3.736	3.903	4.078	4.262	19.554
- Telefone e Outras Comunicações	3.217	3.217	3.217	3.217	3.217	16.086
- Correio	472	483	515	537	581	2.578
- Material de Escritório	1.181	1.175	1.191	1.208	1.222	5.953
- Outros	(5)	(10)	(18)	(22)	(28)	(81)
Serviços Gerais, Corporativos e Royalties	15.518	15.871	16.241	16.628	17.032	81.287
- Serviços Gerais	11.514	11.869	12.239	12.628	13.030	61.278
- Serviços Corporativos	4.002	4.002	4.002	4.002	4.002	20.009
- Royalties	-	-	-	-	-	-
Serviços Profissionais Independentes	17.894	17.988	18.041	18.120	18.202	90.222
- Auditorias	354	354	354	354	354	1.770
- Acessórias Técnicas	98	98	98	98	98	479
- Jurídicos	7.144	7.144	7.144	7.144	7.144	35.720
- Outros Serviços	10.300	10.372	10.447	10.526	10.608	52.253
Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	8.592	8.818	8.842	8.887	8.893	43.209
Seguros	1.890	1.890	1.890	1.890	1.890	9.450
Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	1.888	1.881	1.894	1.907	1.921	9.470
- Despesas de Viagem	1.680	1.682	1.705	1.718	1.732	8.528
- Transportes e Fretes	188	188	188	188	188	942
Gastos de Atividade Comercial	-	-	-	-	-	-
Gastos Serviço a Cliente	28.153	29.189	30.411	31.413	32.592	151.758
- Leitura de Medidores	11.608	12.080	12.578	13.047	13.553	62.842
- Cobrança Bancária	6.512	6.787	7.057	7.321	7.605	35.283
- Inspeções Periódicas	787	823	887	875	921	4.293
- Serviços de Teletendimento	3.451	3.567	3.698	3.818	3.947	18.481
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	4.830	4.811	5.017	5.205	5.408	25.088
- Custo de Atendimento ao Cliente	421	379	341	307	276	1.725
- Controle de Qualidade de Serviços	748	781	834	840	883	4.085
Outros Serviços Exteriores	10.309	10.420	10.543	10.680	10.785	52.718
- Subscrições, documentos e Outros Serviços	4.428	4.534	4.651	4.762	4.880	23.255
- Colaborações Externas	1.553	1.559	1.585	1.571	1.577	7.824
- Custo do Pessoal Expatriado	4.328	4.328	4.328	4.328	4.328	21.638
Outros	30.182	30.284	30.391	30.502	30.617	151.976
- Outros Gastos de Exploração	13.429	13.487	13.549	13.611	13.677	67.753
- Tributos	16.753	16.797	16.842	16.890	16.940	84.222
DESPESAS DE PESSOAL	100.159	102.838	105.479	108.352	111.180	527.807
OUTRAS DESPESAS	30.031	45.812	48.188	50.804	51.088	225.801
Provisões	6.998	6.928	6.859	6.790	6.722	34.297
Perdas de Gás	21.885	37.536	40.179	42.965	43.198	185.783
Contribuição de Eficiência Energética	-	-	-	-	-	-
Gastos de GNC e GNS	1.148	1.148	1.148	1.148	1.148	5.742

30.2.5. DELIBERAÇÃO AGENERSA Nº 1.795, 3ª REVISÃO QUINQUENAL DE TARIFAS DA CONCESSIONÁRIA CEG RIO.

Figura 91: Detalhamento do OPEX do Plano de Negócios da CEG RIO aprovado pelo regulador para o quarto ciclo tarifário (CEG RIO).

CEG RIO - OPEX (mil.R\$/ano) - Moeda de Dez11						
Itens	2013	2014	2015	2016	2017	Total
DESPESAS OPERACIONAIS	29.147	29.952	30.899	31.866	32.849	154.713
- Aluguéis	509	529	550	572	595	2.756
- Manutenção e Conservação	5.836	5.854	5.872	5.891	5.911	29.364
- Bens Imóveis e Construções	314	329	343	359	375	1.720
- Equipamento de Informática	0	0	0	0	0	0
- Veículos	72	76	79	82	86	395
- Instalações Técnicas	5.368	5.368	5.368	5.368	5.368	26.838
- Manutenção e Vistoria de Rede de AP e MBP	3.220	3.220	3.220	3.220	3.220	16.098
- Emergência	867	867	867	867	867	4.334
- Manutenção de Instalações Industriais	1.281	1.281	1.281	1.281	1.281	6.406
- Outro Imobilizado	82	82	82	82	82	411
- Utilidades e Serviços	889	890	912	934	958	4.563
- Energia Elétrica, Água, Gás e Combustíveis	379	396	413	432	451	2.071
- Telefone e Outras Comunicações	385	385	385	385	385	1.924
- Correio	58	60	63	66	69	315
- Material de Escritório	38	39	40	41	42	200
- Outros	10	10	11	11	12	53
- Serviços Gerais, Corporativos e Royalties	3.733	3.765	3.799	3.834	3.871	19.001
- Serviços Gerais	1.080	1.113	1.146	1.181	1.218	5.739
- Serviços Corporativos	2.652	2.652	2.652	2.652	2.652	13.262
- Royalties	0	0	0	0	0	0
- Serviços Profissionais Independentes	3.013	3.023	3.034	3.045	3.056	15.172
- Auditorias	50	50	50	50	50	248
- Acessórias Técnicas	73	73	73	73	73	367
- Jurídicos	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	5.899
- Outros Serviços	1.711	1.721	1.731	1.742	1.754	8.659
- Publicidade, Propaganda e Relações Públicas	3.404	3.423	3.445	3.468	3.491	17.231
- Seguros	271	271	271	271	271	1.357
- Despesas de Viagem, Transporte e Fretes	87	87	87	87	87	434
- Despesas de Viagem	86	86	87	87	87	433
- Transportes e Fretes	0	0	0	0	0	2
- Gastos de Atividade Comercial	0	0	0	0	0	0
- Gastos Serviço a Cliente	3.912	4.522	5.257	6.003	6.758	26.452
- Leitura de Medidores	1.509	1.784	2.103	2.434	2.768	10.598
- Cobrança Bancária	376	445	524	607	690	2.642
- Inspeções Periódicas	140	152	175	192	212	870
- Serviços de Teletendimento	481	565	663	765	867	3.343
- Controle de Qualidade de Leitura, Inspeções e Outras	851	1.006	1.186	1.372	1.560	5.975
- Custo de Atendimento ao Cliente	365	372	381	390	401	1.909
- Controle de Qualidade de Serviços	189	199	225	241	260	1.115
- Outros Serviços Exteriores	6.547	6.616	6.695	6.778	6.862	33.498
- Subscrições, documentos e Outros Serviços	6.512	6.580	6.660	6.742	6.825	33.319
- Colaborações Externas	35	35	36	36	37	179
- Custo do Pessoal Expatariado	0	0	0	0	0	0
- Outros	966	971	977	982	988	4.884
- Outros Gastos de Exploração	876	881	885	890	894	4.426
- Tributos	90	91	91	92	93	458
DESPESAS DE PESSOAL	3.800	3.821	3.843	3.865	3.888	19.216
OUTRAS DESPESAS	10.128	11.460	12.745	14.059	14.091	62.482
- Provisões	3.319	3.286	3.253	3.221	3.188	16.268
- Perdas de Gás	4.298	4.448	4.495	4.543	4.576	22.360
- Contribuição de Eficiência Energética	0	0	0	0	0	0
- Gastos de GNC e GNS	2.510	3.726	4.997	6.295	6.327	23.855
GASTOS DIFERIDOS	10.310	11.044	11.121	11.564	11.737	55.775
- Investimentos singulares	0	0	0	0	0	0
- Investimentos materiais	0	0	0	0	0	0
- Investimentos variáveis	10.310	11.044	11.121	11.564	11.737	55.775
Total - OPEX	53.385	56.277	58.607	61.353	62.565	292.187



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO V

Metodologia de estimação das Inadimplências

Julho, 2017

Índice

1. Objetivo	138
2. Introdução	138
3. Curva de Envelhecimento da Fatura – <i>Aging</i>	138
3.1. Dados necessários	139
4. Aplicação	139
5. Conclusões	140
6. Referências	141

31. Objetivo

O presente documento anexo disponibiliza a metodologia para a determinação do valor das inadimplências a partir do método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como *aging*.

Conforme o estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº04/2017, as Receitas Irrecuperáveis, ou inadimplência, devem ser consideradas como um custo operacional reconhecido.

32. Introdução

As Receitas Irrecuperáveis representam a parcela da receita faturada e não recebida pela concessionária em consequência da inadimplência dos consumidores.

Para definir o nível de inadimplência regulatório é necessário quantificar o percentual de faturamento não recebido. Na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 é estabelecido que o valor das receitas irrecuperáveis será definido a partir do método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como *aging*.

Este é um dos mecanismos mais utilizado atualmente na regulação dos serviços de infraestrutura no Brasil já que gera incentivo a uma redução das inadimplências dos usuários por parte das empresas. O *aging* foi utilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nos 2º e 3º ciclos de revisões tarifárias (CRTP) das distribuidoras de energia elétrica, e pela Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal (ADASA) e Agência Estadual de Regulação de Pernambuco (ARPE) nas 1ªs Revisões Tarifárias da CAESB e da COMPESA, respectivamente.

33. Curva de Envelhecimento da Fatura – *Aging*

O tratamento regulatório das Receitas Irrecuperáveis consiste no estabelecimento de um nível de inadimplência obtido a partir da curva de *aging*. Esse método consiste na observação do comportamento do fluxo de pagamentos das contas faturadas, num determinado mês (mês base), calculando a evolução do percentual histórico do faturamento que ainda não foi pago. A curva formada pelos percentuais de faturamento de meses anteriores não pagos é conhecida como Curva de Envelhecimento da Fatura.

O percentual de faturamento não pago de cada mês é obtido através da relação:

Equação 1: Determinação do %Inadimplência para a curva de envelhecimento da fatura

$$\% \text{ Inadimplência}_{\text{mês } t} = \frac{\text{Montante não recebido no mês base}_{\text{mês } t}}{\text{Faturamento do mês}_{\text{mês } t}}$$

Onde:

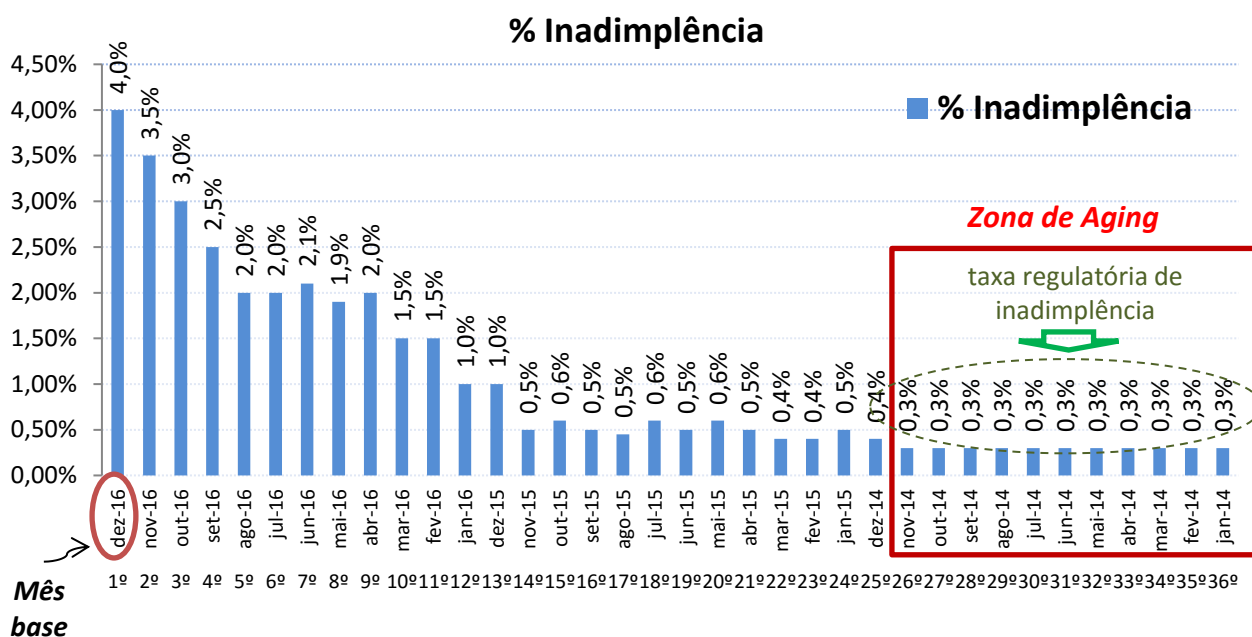
$\% \text{ Inadimplência}_{\text{mês } t}$: Percentual do faturamento do mês t que ainda não foi pago no mês de base;

$\text{Montante não recebido no mês base}_{\text{mês } t}$: Faturamento do mês t , que ainda não foi pago;

$\text{Faturamento do mês}_{\text{mês } t}$: Faturamento total no mês t .

A representação gráfica dos percentuais dá origem a uma curva que, em geral, decresce com a antiguidade da dívida:

Figura 92: Exemplo de Curva de Envelhecimento da Fatura



Visualizando o faturamento realizado e ainda não recebido dos meses anteriores, se obtém a curva de inadimplências. O ponto onde se estabiliza a porcentagem de inadimplência na curva é chamado “zona de *aging*”. A média dos valores de inadimplência registrados na zona de *aging* será empregado como a taxa regulatória de inadimplência (Percentual regulatório de receitas irre recuperáveis).

O mês base de referência para a análise é dezembro de 2016.

33.1.Dados necessários

Para apuração da curva de envelhecimento da fatura “aging” é necessária informação sobre o faturamento da concessionária e o montante de faturamento ainda não pago dos últimos 3 anos (se possível, mensal ou trimestral).

34. Aplicação

Estabelecido o valor de aging da curva de envelhecimento da fatura, o valor das receitas irre recuperáveis é obtido com a seguinte equação:

$$Inad_t = \%TInad * \frac{(RR_t + \text{Custo de gás } t)}{(1 - ICMS - PIS/PASEP - COFINS)}$$

Onde:

$Inad_t$: Inadimplência regulatória reconhecida no ano t;

$\%TInad$: Percentual regulatório de receitas irre recuperáveis calculado segundo o ponto 3;

RR_t : Receita Requerida da concessionária do ano t (reduzida pela receita em excesso auferida);

$\text{Custo de gás } t$: Custo de gás e transporte no período t.

$ICMS$: Taxa do imposto ICMS (imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços)

PIS/PASEP: Taxa do PIS (Programa de Integração Social) e PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público).

CONFIS: Taxa da contribuição COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social).

35. Conclusões

Diante do exposto, entende-se que a metodologia apresentada neste anexo busca incorporar de forma adequada o tratamento regulatório a ser dado às receitas irrecuperáveis.

Assim, a metodologia de revisão tarifária utilizará o método da Curva de Envelhecimento da Fatura para o cálculo do percentual de receitas irrecuperáveis.

36. Referências

HORNGREN, C. E HARRISON JR. W. **Accounting**. Prentice Hall, 2^{da} Edição. 1992

ADASA. **Anexo III, Receitas Irrecuperáveis**. Nota Técnica Nº 003/2013 - SEF/ADASA. 2013

SANEPAR. **Definição das Receitas Irrecuperáveis. Nota Técnica 8**. 2016

ANEEL. **Metodologia de tratamento regulatório para receitas irrecuperáveis**. Nota Técnica nº 270/2010-SRE/ANEE. 2010

ANEEL. **Metodologia de tratamento regulatório para receitas irrecuperáveis**. Nota Técnica nº 107/2015-SGT/SRM/ANEEL. 2015

ANEEL. **Metodologia de tratamento regulatório para receitas irrecuperáveis**. Nota Técnica nº 349/2007-SRE/ANEEL. 2017



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO VI

Metodologia de estimação do Fator X

Julho, 2017

Índice

1. Objetivo	144
2. Introdução	144
3. Metodologias para o cálculo do Fator X.	145
3.1. Produtividade Total dos Fatores	146
3.2. Fluxo de Caixa Descontado	146
3.3. Critério do Regulador	147
3.4. Método de Comparação Entre Empresas	147
3.5. Comparação entre a Produtividade Total dos Fatores e o Fluxo de Caixa Descontado 147	
3.6. Referência Internacional e Nacional	148
4. Proposta metodológica para o cálculo do Fator X.....	149
4.1. Proposta para a 1º Revisão Tarifária	149
4.1.1. Fator X explícito.....	149
4.1.2. Fator X implícito	151
4.2. Proposta para as seguintes revisões tarifárias periódicas.	151
5. Bibliografia.....	152

37. Objetivo

Este anexo disponibiliza a metodologia para o cálculo do Fator X a ser aplicado aos reajustes anuais das tarifas de distribuição e comercialização regulada de gás natural após a primeira revisão tarifária periódica da GASMIG - Companhia de Gás de Minas Gerais.

Conforme estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, a metodologia geral para o reajuste anual da margem da concessionária estabelece a aplicação do Fator X, ou fator de produtividade, utilizado para introduzir incentivos à eficiência e o compartilhamento dos ganhos de produtividade com os consumidores.

38. Introdução

O Fator X surgiu em 1984 e foi introduzido por Stephen Littlechild como parte do marco referencial do regime de regulação por incentivos aplicado na regulação de setores de *utilities*, após a privatização da British Telecom (BT)⁴³.

A nova forma de regulação surgiu da necessidade de controlar a prática de preços de monopólio⁴⁴ e assegurar a apropriação de ganhos de produtividade da concessionária no período compreendido entre a privatização e a primeira revisão, de forma a defender os interesses dos consumidores.

O fator de eficiência ou produtividade (Fator X) é um elemento fundamental dos regimes regulatórios por incentivos do tipo preços máximos (*price cap*) ou receitas máximas (*revenue cap*). O regime de regulação por incentivos busca alinhar os preços de um monopólio regulado com custos eficientes e remuneração adequada sobre investimentos incorridos prudentemente. A premissa do regime de regulação por incentivos é que as tarifas devem ser revistas menos frequentemente do que tem sido a norma na regulação com base no custo do serviço.

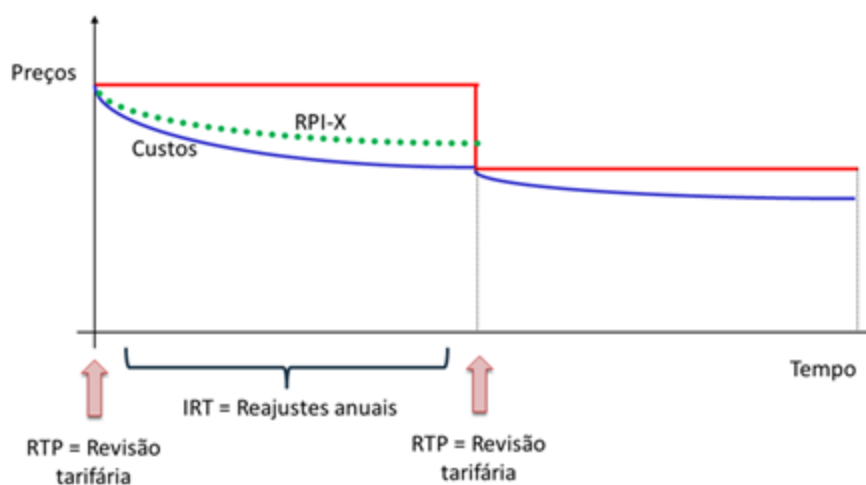
O intervalo de regulação mais longo proporciona à concessionária oportunidade para aumentar seus benefícios mediante medidas de redução de custos e ganhos de eficiência, os quais são repassados aos consumidores em intervalos previamente determinados, no momento da revisão tarifária. Na revisão, as novas tarifas são então definidas com base em custos eficientes.

Tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação, uma vez que menores custos para um mesmo nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maiores receitas e remuneração do capital.

⁴³ Armstrong, M; Cowan, S.e Vickers, J., *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, MIT Press, 1994, cap. 6.

⁴⁴ O poder monopolista é regulado e reduzido, simulando os ganhos de produtividade como em um mercado competitivo.

Figura 93: Representação da metodologia RPI-X



O Fator X tem como objetivo que uma porção desses ganhos de eficiência projetados sejam repassados aos consumidores, ou seja, nos termos do regime de regulação por incentivos, a empresa tem a oportunidade de auferir benefícios superiores aos ganhos de produtividade projetados para o segundo período tarifário, desde que sua eficiência efetiva seja superior à projetada (o Fator X busca incorporar nas tarifas a eficiência potencial que a concessionária poderá obter no próximo período tarifário)⁴⁵.

39. Metodologias para o cálculo do Fator X.

A produtividade e eficiência são medidas através do desempenho das empresas. A definição mais simples de produtividade, e uma das mais utilizadas, é o quociente entre quantidade de produto e quantidade de insumos utilizados.

$$Produtividade = \frac{Produto}{Insumo}$$

No caso de que existam múltiplos insumos e/ou múltiplos produtos é possível sintetizar em uma só medida com a utilização de números índices (Malmquist, Fisher, Tornqvist).

Geralmente a medição da produtividade se refere à produtividade total dos fatores, ou seja, são incluídos todos os fatores de produção no cálculo.

A eficiência está diretamente relacionada com a diferença ou distância com uma fronteira de produção máxima relacionada a uma determinada tecnologia. Quando uma entidade econômica está localizada na fronteira de produção, ela é eficiente tecnicamente, embora não esteja localizada necessariamente no seu ponto mais elevado de produtividade, pois a empresa pode não estar na sua melhor escala de produção. As unidades econômicas maximizam a sua produtividade quando, estando na fronteira de produção, não podem melhorar o seu quociente entre o nível de produção e os insumos utilizados.

Para medir os ganhos de produtividade das empresas, são utilizados principalmente quatro métodos descritos a seguir:

- Produtividade total dos fatores.
- Fluxos de caixa descontado.

⁴⁵ANEEL: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2002/ap023/NT_FX_29out02.pdf

- Critério do Regulador
- Método de Comparação entre Empresas

39.1. Produtividade Total dos Fatores

O método de Produtividade Total dos Fatores (PTF: “*Total Factor Productivity*”) é utilizado para estimar os ganhos futuros de produtividade da empresa a partir das séries históricas dos insumos e produtos. Como o índice de produtividade apresenta grande volatilidade, utiliza-se a tendência de longo prazo, computando-se a evolução do índice para todo o período durante o qual se dispõe de informação (geralmente séries de cinquenta anos ou mais).

Este método é relativamente fácil de ser aplicado. Tradicionalmente é usado nos Estados Unidos e trata-se de uma abordagem “*backward looking*”, na medida em que são adotadas tendências históricas como base para projetar os ganhos futuros de produtividade. Aponta-se como desvantagem dessa abordagem o fato de que, em certas condições, a produtividade histórica não é representativa da produtividade futura do setor regulado, especialmente quando ocorrem mudanças estruturais como, por exemplo, processos de privatização/fusão. Geralmente os ganhos de produtividade obtidos após a privatização/fusão, nos primeiros anos de gestão privada da empresa, são bastante significativos e não se repetem nos anos seguintes na mesma magnitude. Analogamente, espera-se que através da mudança de um regime de “custo do serviço” para um regime “*price cap*”, que privilegiam incentivos, a eficiência aumente mais rapidamente do que no passado.

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 e das variáveis ambientais que afetam à empresa regulada e dos objetivos do regulador.

Uma abordagem PTF híbrida⁴⁶ foi adotada no Reino Unido na regulação de serviços de distribuição de gás e de serviços de telecomunicações. No Canadá, o *Ontário Energy Board* (OEB) utilizou o método PTF para determinar o Fator X de 47 empresas de distribuição de energia elétrica para o período de 2001 a 2003.

39.2. Fluxo de Caixa Descontado

Segundo a abordagem de “Fluxo de Caixa Descontado”, busca-se determinar o fluxo de caixa da empresa regulada com base em cenários alternativos para variáveis de receitas e despesas da empresa regulada e em análises de sensibilidade sobre os parâmetros críticos. Definidos os cenários, determina-se a redução anual das tarifas (Fator X) que faz com que o retorno do fluxo de caixa seja igual à taxa de remuneração regulatória.

Diferentemente da abordagem da PTF, esse método é “*forward looking*”, na medida em que são realizadas projeções sobre a evolução da demanda, do mercado, dos investimentos e do potencial de eficiência na gestão dos custos da empresa regulada, com base nas melhores práticas da experiência local e internacional disponível. O fluxo de caixa projetado da empresa permite determinar o nível de receitas capaz de permitir sua operação com margem razoável sobre seus custos, investimentos, impostos, taxas, etc. Descontando tal fluxo a uma taxa igual ao custo de capital da empresa, é garantida à mesma uma rentabilidade sobre seus ativos e investimentos equivalentes ao custo de oportunidade do capital.

O valor do Fator X aplicado às tarifas da empresa, obtido a partir do fluxo de caixa descontado, resulta da equalização do valor presente dos fluxos de caixa líquidos (“*net cash inflow*”) da empresa, no

⁴⁶ O OFGAS adotou Fator X de 2,0% a 5,0% no período 1991-1992 para a British Gas com base numa abordagem híbrida que associou o uso da PTF com outras abordagens, como i) a suposição de que a empresa obteve reduções de custos superiores às esperadas desde sua privatização; ii) uma análise detalhada dos custos da empresa; e iii) comparações com outras indústrias, como British Electricity e empresas de gás estrangeiras – Fonte: ANEEL NT nº326/2002/SER/ANEEL.

período tarifário em que será aplicado o “*price cap*” (incluindo o valor de seus ativos no início e final do período). A abordagem do fluxo de caixa descontado tem sido amplamente utilizada pelos reguladores da Inglaterra no cálculo do Fator X nas revisões tarifárias dos setores de distribuição de energia elétrica, telecomunicações e água. Um aspecto marcante da experiência britânica é que os valores do Fator X são definidos após várias repetições do modelo de fluxo de caixa, mediante o uso de simulações com distintas variáveis, até que os resultados obtidos sejam considerados plenamente satisfatórios.

39.3.Critério do Regulador

A prática regulatória internacional também registra abordagens para o cálculo do Fator X com elevado grau de subjetividade e discricionariedade.

As práticas regulatórias que caracterizam esse tipo de abordagem em geral consideram projeções de demanda, análise da infraestrutura 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.

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 em determinados países.

39.4.Método de Comparação Entre Empresas

O método de comparação entre empresas propõe a realização de um benchmarking entre as empresas do setor regulado e conversão das medidas de eficiência relativa num valor de Fator X.

Entre as técnicas de benchmarking utilizadas destacam-se: Data Envelopment Analysis (DEA) Análise de Fronteira Estocástica (SFA) e Mínimos Quadrados Ordinários Corrigidos (MQOC)⁴⁷.

39.5.Comparação entre a Produtividade Total dos Fatores e o Fluxo de Caixa Descontado

As duas principais metodologias utilizadas para o cálculo do Fator X são a Produtividade Total dos Fatores (PTF) e o Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Estes métodos têm particularidades e apresentam diferenças. A primeira diferença é que o método de fluxo de caixa descontado surge como resultado de projeções do mercado e dos custos das empresas, enquanto o método da PTF é uma análise histórica dos produtos (volume, quilômetros de rede, consumidores, etc.) e dos insumos (custos e ativos). Portanto, o primeiro “olha para frente”, enquanto o segundo “olha para trás”. Outra diferença entre os dois métodos é que o primeiro pode ser considerado um método indireto, enquanto o método do PTF estima diretamente a relação entre insumo e produto. Uma terceira diferença é que o modelo de fluxo de caixa precisa de informação e estimações para cada empresa em particular, enquanto o PTF pode calcular o Fator X para toda a indústria ou um grupo de empresas. Uma última diferença é que o modelo de fluxo de caixa precisa descontar o fluxo de caixa a uma taxa de custo de capital, enquanto o segundo modelo não requer tal procedimento.

O seguinte esquema resume as principais características dos métodos analisados:

⁴⁷ Ângelo Henrique Lopes da Silva – “Mensuração da produtividade relativa para o setor de distribuição de energia elétrica nacional inserida no cálculo do fator X” (2006).

Tabela 16: Comparação das metodologias PTF e FCD

	Fluxo de Caixa Descontado	Produtividade Total dos Fatores
Características	Requer estimações do mercado.	Utiliza como referência dados históricos das empresas.
	Requer especificar um plano de investimento futuro.	Não requer estimar o mercado da empresa, nem os planos de investimentos futuros.
	Deve-se calcular um valor do Fator X para cada empresa.	Calcula-se um valor de Fator x para a indústria ou grupo de empresas.
	Utiliza o valor do custo do capital.	Requer informação confiável a respeito dos produtos e insumos das empresas.
Vantagens	Permite identificar os investimentos requeridos pelo mercado.	Diminui o problema de informação assimétrica
	O cálculo do Fator x se realiza tendo em conta o futuro.	Não necessita que regulador e empresa tenham o mesmo nível de informação
	Diminui o risco de desequilíbrio econômico da Concessão.	Não requer cálculos de crescimento de mercado nem projetos de engenharia
Desvantagens	Dificuldade de conciliar interesses sobre os investimentos projetados e os índices de qualidade.	Dificuldade de conciliar interesses sobre os investimentos projetados e os índices de qualidade.
	Problemas de Informação assimétrica.	Maior risco de desequilíbrio econômico da Concessão.
	Requer um intercâmbio de informação entre o regulador e as empresas.	O ganho de produtividade de um período pode não refletir adequadamente a que prevalecerá no período seguinte.
	-	Os dados devem ser confiáveis para realizar uma boa projeção do Fator X.

39.6.Referência Internacional e Nacional

A seguir se apresenta um detalhe das metodologias utilizadas em distintos países e setores para a apuração do Fator X:

Tabela 17: Detalhe de metodologias utilizadas em distintos países e setores.

País	Sector	Regulador	Metodología
Alemanha	Distribuição de Energia Elétrica	Agência Federal de Regulação	Referências internacionais (Calculou índice de Törnqvist, mas não o aplicou)
Colômbia	Distribuição de Energia Elétrica	CREG	Produtividade Total dos Fatores (Törnqvist)
México	Distribuição e transporte de gás natural	CRE	1º CRTP: Fator X igual a zero; 2º CRTP: Método de Comparação Entre Empresas (Benchmarking)
Brasil	Distribuição de Gás Natural São Paulo	ARSESP	1º CRTP: Fluxo de Caixa Descontado (FCD); 2º CRTP: Produtividade Total dos Fatores (Törnqvist)

	Distribuição de Gás Natural Rio de Janeiro	AGENERSA	Não aplica ⁴⁸
	Distribuição de Energia Elétrica	ANEEL	1º CRTP, 2º CRTP: Fluxo de Caixa Descontado (FCD); 3º CRTP: Produtividade Total dos Fatores (PTF)
	Água e Saneamento Distrito Federal	ADASA	1º CRTP: Fluxo de Caixa Descontado (FCD)

40. Metodologia para o cálculo do Fator X

40.1. Metodologia para a 1ª Revisão Tarifária

Os casos de aplicação das metodologias PTF e FCD são diversos. O setor elétrico brasileiro utilizou durante os dois primeiros ciclos de revisão tarifária o método de Fluxo de Caixa Descontado e depois mudou para um sistema que inclui o cálculo do PTF. No setor de gás canalizado brasileiro, a ARSESP, regulador do Estado de São Paulo, utilizou a metodologia de FCD na 1ª Revisão Tarifária da COMGÁS e depois também mudou para PTF.

No caso do setor de saneamento do Brasil, a Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento do Distrito Federal (ADASA) adotou, na 1ª Revisão Periódica das tarifas dos serviços públicos de abastecimento de água e esgotamento sanitário prestados pela CAESB, a metodologia do FCD.

Nos primeiros processos de revisão de tarifas várias agências adotaram a metodologia do fluxo de caixa descontado. As agências consideraram que nos primeiros anos de regulação por incentivos a metodologia FCD pode refletir melhor as mudanças de produtividade que a metodologia PTF, que emprega dados históricos na determinação do fator X.

Segundo a Cambridge Economic Policy Associates (CEPA), num estudo feito para o Órgão Regulador do Reino Unido (OFGEM), o PTF surge como uma ferramenta alternativa à do fluxo de caixa descontado, e seu uso somente é adequado para a definição do Fator X quando os custos das empresas envolvidas no processo já tiverem convergido para a fronteira de total eficiência. Além disso, a metodologia de PTF pode produzir importantes inconsistências quando é calculada em mercados com importantes planos de expansão já que a produtividade passada pode não refletir a produtividade futura.

Portanto a 1ª Revisão tarifária da concessionária de distribuição de gás natural no Estado de Minas Gerais utilizará a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado para o Cálculo do Fator X.

A metodologia considera duas alternativas:

40.1.1. Fator X explícito

O Fator X será estimado a partir das projeções apresentadas pela concessionária e aprovadas pela SEDECTES no plano de negócios para o período tarifário.

Na primeira etapa será estimado o índice de reposicionamento tarifário da margem da concessionária (*RTO*) considerando os valores avaliados e aprovados pela SEDECTES do plano de negócios da concessionária com custos operacionais avaliados (também pela SEDECTES) a partir de tendências históricas da própria concessionária (níveis históricos).

⁴⁸ AGENERSA desenvolveu uma metodologia de FCD para o cálculo do Fator X para o Terceiro Ciclo Tarifário, mas por enquanto não foi aplicada, argumentando falta de discussões mais aprofundadas e maturidade das concessionárias.

Na segunda etapa é calculado o Fator X incluindo nos custos operacionais níveis de eficiência objetivos.

Segundo o estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 o índice de reposicionamento tarifário da margem da concessionária (*RTO*) é calculado como a relação entre o valor presente da Receita Requerida, e o valor presente da Receita Verificada, segundo a seguinte equação:

Equação 25: Reposicionamento da Margem da Concessionária

$$RTO = \frac{VP_{RR}}{VP_{RV}} - 1$$

Onde:

RTO: índice de reposicionamento tarifário da margem da concessionária, resultante do processo de Revisão Tarifária Ordinária.

VP_{RR}: valor presente da Receita Requerida.

VP_{RV}: Valor Presente da Receita Verificada.

Incorporando os OPEX com níveis de eficiência objetivo⁴⁹, o Fator X deve ser calculado a partir da seguinte equação:

Equação 26: Estimação do fator X

$$\sum_k \sum_t \frac{(1 + RTO) * (TUSD_{vig_k} * Dem_{t,k} + TSC_{vig_k} * DemC_{t,k}) * (1 - X)^{t-1}}{(1 + TCC_{di})^t} = VP_{RREfic}$$

Onde:

RTO: índice de reposicionamento tarifário da margem da concessionária, resultante do processo de Revisão Tarifária Ordinária,

X: Fator X a ser determinado,

N: quantidade de anos do ciclo tarifário,

VP_{RREfic}: valor presente da Receita Requerida Eficiente (OPEX com os níveis de eficiência objetivos),

TUSD_{vig_k}: Tarifa de uso do serviço de distribuição vigente do segmento tarifário k,

TCC_{di}: é a taxa de retorno regulada estabelecida para a Concessionária em termos reais após impostos.

Dem_{t,k}: Demanda projetada para o serviço de distribuição para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada);

DemC_{t,k}: Demanda projetada para o serviço de comercialização para o ano t do segmento tarifário k (número de usuários, volume, capacidade contratada).

TCC_{di}: é a taxa de custo de capital regulada estabelecida para a Concessionária em termos reais após os impostos.

⁴⁹ Os custos eficientes empregados na determinação do fator X são aqueles obtidos a partir da avaliação dos valores ajustados da concessionária com os indicadores (Custos unitários) de outras concessionárias ou de estudos de eficiência comparada ou benchmarking. A metodologia de determinação dos níveis de eficiência objetivo dos custos operacionais esta estabelecida nos itens 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 do Anexo de Custos Eficientes.

40.1.2. Fator X implícito

A segunda opção é calcular o índice de reposicionamento tarifário da Equação 25 considerando os custos operacionais com níveis de eficiência objetivos. Ou seja, os ganhos de eficiência serão obtidos com o mesmo cálculo de fluxo de caixa da Equação 2, porém eles serão internalizados nos custos operacionais durante o cálculo da receita requerida tanto do serviço de distribuição como no serviço de comercialização regulado. Neste caso o RTO já tem o fator X implicitamente incorporado e não requer ajuste anual por este item.

A adoção de uma opção ou outra dependerá das variações entre a margem atual (vigente) e a estimada na revisão tarifária.

40.2. Proposta para as seguintes revisões tarifárias periódicas.

Nas próximas revisões tarifárias a SEDECTES, a partir da evolução que apresente a concessionária, poderá manter a metodologia de FCD empregada na primeira revisão ou empregar a metodologia de Produtividade Total dos Fatores para a estimação do Fator X.

41. Bibliografia

ADASA. **Resultado Final da 1ª Revisão Periódica das tarifas dos serviços públicos de abastecimento de água e esgotamento sanitário prestados pela CAESB.** Superintendência de Estudos Econômicos e Fiscalização Financeira – SEF. 2012

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Proposta de metodologia.** Audiência Pública AP 023/2002. 2002

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Consolidação da metodologia de cálculo do fator x na revisão tarifária periódica de concessionárias de distribuição de energia elétrica.** Nota Técnica Nº 214 / 2003–SRE/ANEEL. 2003

ÂNGELO HENRIQUE LOPES DA SILVA. **Mensuração da produtividade relativa para o setor de distribuição de energia elétrica nacional inserida no cálculo do fator X.** 2006

ARMSTRONG, M; COWAN, S.E VICKERS, J. **Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience,** MIT Press, cap. 6. 1994

ARSESP. **Nota Técnica RTG02.** 2014

ARSESP. **Nota Técnica Preliminar. Primeira Revisão tarifária da Sabesp Segundo Ciclo Tarifário. Calculo do Po e Fator X.** 2012

OFGEM. **Productivity improvements in distribution network operators.** Cambridge Economic Policy Associates Ltd. 2003

VASCONCELOS BORGES NETTO, ALEXANDRE. **Projeção de Mercado no cálculo do Fator X das distribuidoras brasileiras de energia elétrica: A metodologia adotada pela ANEEL entre 2007 e 2010.** Universidade de Brasília. Centro de Estudos em Regulação de Mercado – CERME/UnB. 2011



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO VII

Metodologia de determinação das Perdas

Julho, 2017

Índice

1. Objetivo	155
2. Introdução	155
3. Perdas na distribuição de gás natural.....	155
3.1. Perdas Totais	156
3.2. Recopilação de perdas regulatórias.	156
4. Proposta para determinação do Índice de Perda Global (IGP).....	159
4.1. Benchmarking de porcentagens de perdas reconhecidas	159
4.2. Valores de perdas de gás históricos da concessionária	160
4.3. Definição do IGP regulatório	161
5. Aplicação do IGP.....	161
6. Bibliografia.....	162

42. Objetivo

Este anexo disponibiliza a metodologia para a determinação do Índice Global de Perdas (IGP) de gás natural a ser aplicado na determinação das perdas reconhecidas na primeira revisão tarifária periódica da GASMIG - Companhia de Gás de Minas Gerais.

43. Introdução

A Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 estabelece que o custo do gás e transporte será acrescido com um índice global de perdas reguladas para evitar que as perdas de gás natural afetem o equilíbrio econômico – financeiro da concessionária.

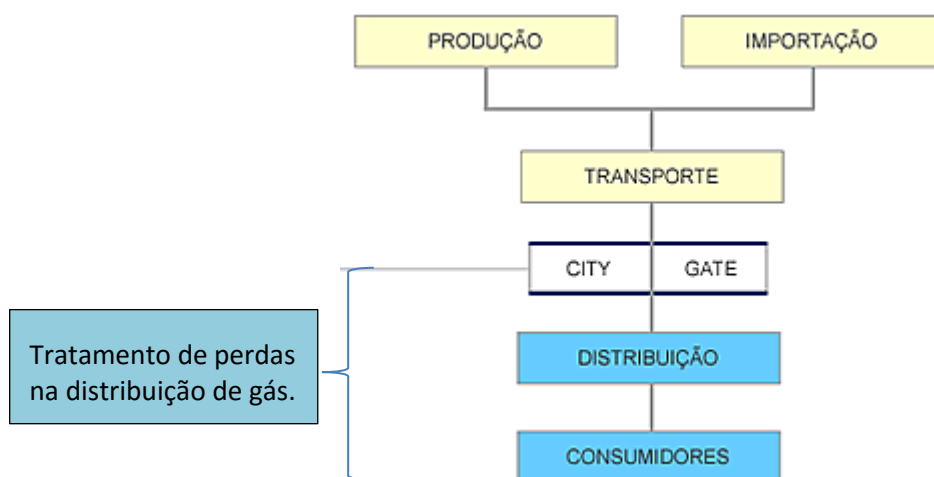
O nível de perdas regulatórias será determinado a partir de uma comparação dos valores reconhecidos pelos reguladores do serviço de gás natural canalizado no Brasil e as perdas históricas da própria concessionária.

44. Perdas na distribuição de gás natural

A rede de distribuição tem o objetivo de fornecer gás natural desde o “city gate⁵⁰” até os consumidores finais. A rede de distribuição é constituída por dutos, conexões, válvulas (cujo diâmetro e material estrutural variam segundo a pressão e fluxo a ser distribuído) e estações de regulação e/ou medição, que tem o objetivo de elevar e abaixar a pressão, bem como quantificar a energia.

As perdas de gás natural na distribuição de gás natural compreendem aquelas ocorridas entre o “city gate” até os medidores dos consumidores finais, conforme exemplificado na figura abaixo:

Figura 94: Tratamento das perdas técnicas e não técnicas



Fonte: Elaboração Própria

⁵⁰CITY GATE - ESTAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA É o conjunto de equipamentos e instalações onde é feita a transferência de propriedade do Gás, do Supridor à Concessionária, e que tem por finalidade regular a pressão, assim como medir e registrar o volume de Gás, nas condições de entrega, de modo contínuo.

O termo perda nem sempre indica uma fuga. A fuga é somente um dos vários fatores que contribuem para o surgimento das perdas. As causas do gás não contabilizado⁵¹, ou perdas, podem ser agrupadas em duas categorias: i) Perdas físicas e ii) Perdas não físicas.

As perdas físicas compreendem as fugas de gás natural para a atmosfera, devido aos escapamentos existentes nas canalizações e instalações. As perdas não físicas estão associadas aos problemas de medição do gás (imprecisão ou fraude e furtos).

44.1.Perdas Totais

As Perdas totais de gás correspondem ao volume total de gás perdido na operação do sistema de distribuição, em um determinado período, que resulta da diferença entre o gás comprado e o gás faturado mais o consumo próprio. Podem ser entendidas, também, como a soma das perdas físicas e não físicas de gás.

As agências reguladoras do setor de distribuição de gás natural utilizam como parâmetro para o reconhecimento das perdas somente as perdas globais no sistema de distribuição (não são estimadas as perdas técnicas e não técnicas).

A utilização de um índice de perdas globais apresenta as seguintes vantagens: i) simplicidade de aplicação, ii) facilidade de contabilização. Além disso, como no setor de distribuição de gás natural as perdas são reduzidas (inferiores aos montantes existentes em outros setores) a separação e registro das perdas técnicas e não técnicas não gera um ganho real para os usuários do serviço.

44.2.Recopilação de perdas regulatórias.

São Paulo - ARSESP

Para o 3º Ciclo de revisão tarifária, a ARSESP estabeleceu que os custos das perdas de gás fossem contabilizados dentro do cálculo do PO de cada concessionária.

A agência utilizou para reconhecimento de perdas regulatórias na distribuição índices de perdas globais, calculado pela diferença entre o volume de gás adquirido junto ao supridor de gás e a quantidade de gás vendida para seus clientes, menos o consumo próprio da distribuidora.

Os parâmetros utilizados pela ARSESP para definir o índice de perdas regulatórias consideraram valores históricos praticados pelas distribuidoras, bem como as condições e idade de cada rede.

Para o cálculo do custo de perdas, o volume de perdas reconhecido foi multiplicado pelo preço médio de aquisição de gás para todo o período tarifário.

No entanto, cabe destacar que a ARSESP adotou diferentes tratamentos em relação ao reconhecimento das perdas para as concessionárias no Estado, conforme descrito a seguir:

Comgás

Para a Comgás a agência definiu uma trajetória decrescente de reconhecimento de perdas globais, tendo em vista o aumento em investimento na renovação da rede de Ferro Fundido aprovado pela ARSESP. A ARSESP resolveu estabelecer a seguinte evolução nas taxas de gás não contabilizado reconhecidas no 3º Ciclo tarifário:

⁵¹Gás não contabilizado: Diferença entre o gás total contabilizado por todas as fontes de suprimento e o gás total contabilizado como vendas, trocas e gás para uso interno. Esta diferença inclui (perdas físicas e perdas não físicas) vazamento ou outras perdas reais, discrepâncias devidas à imprecisão dos medidores, variações de temperatura e/ou pressão e outras variações devidas a não simultaneidade das medições. (Fonte: Abegas, 2015)

Figura 95: Meta Regulatório de Perdas Globais 3º CRTP da Comgás – Fonte: ARSESP

Meta Regulatória para o Gás não Contabilizado Terceiro Ciclo Tarifário					
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Gás Não Contabilizado 3º Ciclo Tarifário	2,00%	1,88%	1,75%	1,63%	1,50%

GBD e GNSPS

Para as distribuidoras GBD e GNSPS, a ARSESP definiu uma meta fixa ao longo do ciclo tarifário.

A ARSESP, para estimar o índice de perdas da GBD e GNSPS, analisou os valores históricos praticados pelas distribuidoras e as condições da rede (mais novas que a rede da Comgás). O índice de perdas globais reconhecido foi de **0,5%** para todo o ciclo tarifário.

Espirito Santo - ASPE

Para o tratamento das perdas no ano 2010, na Nota Técnica nº4, a ASPE estabeleceu uma porcentagem de perdas totais de gás de 0,13%. No último processo de revisão tarifária, a concessionária solicitou uma porcentagem de 0,2% das vendas estimadas, mas a agência reguladora manteve o valor de perdas de 0,13%.

Rio de Janeiro - AGENERSA

A agência reguladora do Rio de Janeiro, no que se refere ao tratamento das perdas no sistema de distribuição da CEG e CEG Rio, estipulou no contrato de concessão no *Anexo II – Requisito de Qualidade dos Serviços*, um programa de redução e controle de perdas, separados por perdas físicas e não físicas e um programa de pesquisa e detecção sistemática de vazamentos em redes e ramais.

Adicionalmente, a AGENERSA estabeleceu também um índice de performance de perdas globais (perdas físicas e não físicas) nos sistemas de distribuição abaixo de 3% do total de gás adquirido pela distribuidora.

Para o cálculo do custo de perdas, o volume de perdas reconhecido é multiplicado pelo preço projetado de aquisição de gás para o período tarifário.

No último processo de revisão tarifária, a agência acatou a proposta de índice de perdas globais apresentada pela CEG e CEG Rio, entendendo que os valores apresentados estão dentro do parâmetro regulatório e que a projeção dos custos para perdas de gás é adequada.

CEG

Para a concessionária CEG foram estimadas, para o mercado convencional, perdas de **1,25%** ao ano no período de 2013 a 2017. A distribuidora utilizou como referência para determinar o índice de perda os valores históricos da empresa.

Cabe destacar que a CEG ainda possui redes relativamente velhas de ferro.

CEG Rio

Para a concessionária CEG Rio, foram estimadas para o mercado convencional perdas de **0,5%** ao ano no período de 2013 a 2017. A distribuidora utilizou como referência para determinar o índice de perda os valores históricos da própria concessionária.

As duas concessionárias consideraram para o mercado termelétrico perdas de **0%**.

Alagoas - ARSAL

No cálculo da margem bruta da concessionária ALGÁS, o custo operacional inclui a remuneração das perdas de gás ("DP"). Esse fator compreende o custo referente ao volume de perdas de gás no sistema de distribuição da concessionária, atualizado com índice de aumento de PV (preço de venda em R\$/m3).

A ARSAL através do documento "NORMAS GERAIS DE FORNECIMENTO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DE ALAGOAS", Decreto Nº 1.224 de 05 de Maio de 2003, estabelece parâmetros para tratamento e aplicação das perdas.

Nesse documento, a ARSAL estabelece o nível máximo de perdas totais em **2%** em relação ao gás adquirido na supridora de gás. Esta perda global corresponde ao volume total de Gás perdido na operação do sistema de distribuição, em um determinado período, que resulta da diferença entre o Gás comprado e o Gás faturado mais o consumo próprio. Estas apresentam as perdas técnicas e comerciais de Gás.

Figura 96: Nível de Perdas Totais máximas reconhecidas no sistema de distribuição – Fonte: ARSAL

Descrição	
Porcentagem de Perdas Totais de Gás – valor máximo em % do Gás adquirido	2%

A periodicidade de apuração da porcentagem de perdas totais da distribuidora é mensal e anual, referindo-se, respectivamente, aos quatro meses anteriores e aos últimos doze meses, conforme podemos verificar abaixo.

A seguir demonstra-se como são contabilizadas as porcentagens de perdas totais pela ARSAL, no sistema de distribuição da ALGÁS.

Figura 97: Porcentagem de Perdas Totais de Gás – Fonte: ARSAL



ARSAL
AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS
PÚBLICOS DO ESTADO DE ALAGOAS

PPTG - PORCENTAGEM DE PERDAS TOTAIS DE GÁS (Volume em 1000m³/mês)								
Mês	Adquirido	Vendido	Consumido	Perda (+) Ganho (-)	Mensal	Média Móvel		Padrão (+/-)
						4 Meses	Anual	
mar/15	17.872	17.945	0	-73	-0,41%	-0,57%	-0,59%	2,0%
abr/15	18.272	18.416	0	-144	-0,79%	-0,57%	-0,63%	2,0%
mai/15	17.753	17.455	0	298	1,68%	-0,08%	-0,42%	2,0%
jun/15	16.725	17.074	0	-349	-2,09%	-0,40%	-0,51%	2,0%
jul/15	19.390	19.256	0	134	0,69%	-0,13%	-0,41%	2,0%
ago/15	19.748	19.840	0	-92	-0,47%	-0,05%	-0,44%	2,0%
set/15	18.772	18.850	0	-78	-0,42%	-0,57%	-0,37%	2,0%
out/15	19.731	19.734	0	-3	-0,02%	-0,05%	-0,34%	2,0%
nov/15	19.670	19.937	0	-267	-1,36%	-0,56%	-0,42%	2,0%
dez/15	19.026	19.112	0	-86	-0,45%	-0,56%	-0,39%	2,0%
jan/16	18.484	18.565	0	-81	-0,44%	-0,57%	-0,40%	2,0%
fev/16	15.983	16.211	0	-228	-1,43%	-0,92%	-1,46%	2,0%

É possível observar que as perdas negativas predominaram ao longo do ano 2015 e nos meses de janeiro e fevereiro de 2016. A última informação disponível indica que a média anual das perdas foi de -0,46%.

45. Determinação do Índice de Perda Global (IGP).

No presente processo de revisão tarifária, o índice global de perdas será estimado a partir da seleção de uma das seguintes opções:

- Benchmarking das perdas reconhecidas pelas agências reguladoras de outras concessionárias de gás canalizado do Brasil;
- Valores de perdas de gás históricos da concessionária.

45.1. Benchmarking de porcentagens de perdas reconhecidas

Para a determinação do índice de perdas global da concessionária foi feito uma recopilação de porcentagens de perdas reconhecidas por outras concessionárias de distribuição de gás natural no Brasil.

As perdas no setor de distribuição de gás natural são pequenas. No caso do Brasil os valores reconhecidos variam entre **1,5% a -0,46%**⁵².

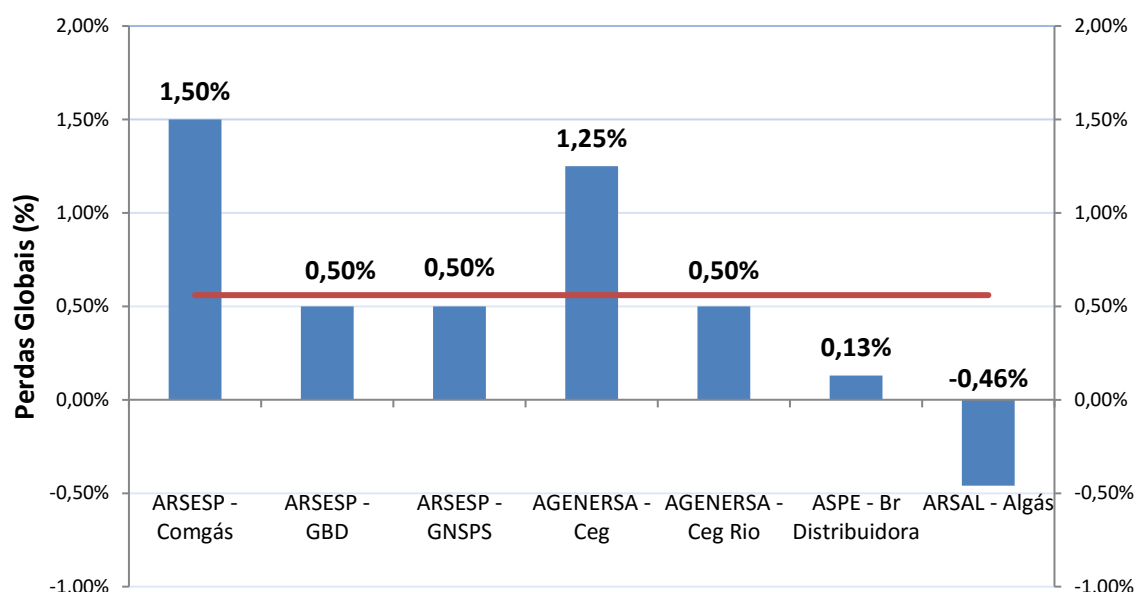
A seguir se apresenta detalhamento dos valores recopilados de perdas reconhecidas no Brasil:

Tabela 18: Perdas Globais reconhecidas pelas Agência Reguladoras no Brasil – Fonte: Elaboração própria a partir de dados dos Entes Reguladores

Ano	Ente Regulador	Estado	Perdas Globais reconhecidas
2014	ARSESP - Comgás	SP	1,50%
2014	ARSESP - GBD	SP	0,50%
2014	ARSESP - GNSPS	SP	0,50%
2016	AGENERSA – CEG	RJ	1,25%
2016	AGENERSA - CEG Rio	RJ	0,50%
2016	ASPE - BR Distribuidora	ES	0,13%
2016	ARSAL - ALGÁS	AL	-0,46%

⁵² O valor de perda negativa pode ser produto do erro na medição dos supridores de gás (os medidores do supridor são geralmente mais velhos e menos precisos que os medidores da concessionária de distribuição de gás natural). Outro fator que pode explicar a perda negativa é quando a concessionária informa os dados não compatibilizados para Agência Reguladora, em razão da diferença entre o volume de gás recebido nos City Gates e o faturado junto aos Usuários, que resulta da defasagem de tempo existente entre o período de consumo e o processo de faturamento.

Figura 98: Perdas Globais reconhecidas pelas Agências Reguladoras no Brasil - Fonte: Elaboração própria a partir de dados dos Entes Reguladores



Como foi descrito neste relatório, as concessionárias CEG e COMGAS ainda têm redes velhas com tubulações de ferro mais susceptíveis a perdas o que não acontece com a concessionária GASMIG que tem tubulações mais novas. Portanto os dados das concessionárias CEG e COMGAS foram excluídos da amostra.

Também é excluída a concessionária ALGÁS já que a taxa reconhecida pela ARSAL envolve aspectos comerciais que não são considerados nas outras concessionárias.

Excluindo CEG, COMGAS e ALGÁS, a média das porcentagens de perdas regulatórias reconhecidas pelas agências reguladoras às concessionárias de distribuição de gás natural no Brasil é de 0,41%.

Tabela 19: Nova amostra para a determinação do IGP.

Ano	Ente Regulador	Estado	Perdas Globais reconhecidas
2014	ARSESP - GBD	SP	0,50%
2014	ARSESP - GNSPS	SP	0,50%
2016	AGENERSA - CEG Rio	RJ	0,50%
2016	ASPE - BR Distribuidora	ES	0,13%
Média da Amostra			0,41%

45.2.Valores de perdas de gás históricos da concessionária

No presente processo de revisão tarifária a concessionária deverá providenciar à SEDECTES o registro dos volumes de gás recebidos no “City Gate”, devidamente acumulados ao final de cada mês, e o

registro mensal do volume de gás faturado aos usuários e o eventual consumo próprio, identificando onde é consumido e a finalidade do seu uso⁵³⁵⁴.

Com essa informação apresentada pela concessionária, a SEDECTES estimará um valor de perdas históricas de concessionária.

45.3. Definição do IGP regulatório

A partir da determinação das perdas históricas e considerando a estrutura prevista pela concessionária no plano de negócios a SEDECTES escolherá o valor que considere mais apropriado das duas opções estabelecidas no presente anexo.

46. Aplicação do IGP

Conforme o estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, o IGP será utilizado para compor o custo de gás e transporte a ser repassado aos usuários da concessionária, segundo a seguinte equação:

Equação 27: Custo do gás e transporte acrescido com as perdas regulatórias

$$\text{Custo de gás e transporte}_t = Pr_t * (1 + IGP_{rec\ t}) * Vr_t$$

Onde:

Custo de gás e transporte_t: Custo de gás e transporte acrescido das perdas no período t;

IGP_{rec t}: Índice de perda global regulatório no período t, em %;

Pr_t: Preço de aquisição de gás e transporte no período t;

Vr_t: Volume de gás no período t (comercializado pela concessionária).

⁵³ Informação dos últimos 3 anos.

⁵⁴ A concessionária deve procurar compatibilizar as informações fornecidas a SEDECTES, em razão da diferença entre as datas de fornecimento e a data de faturamento.

47. Bibliografia

ASPE. **Nota Técnica Nº 004/2014 - ASPE.** 2010

ARSAL. **Normas Gerais de Fornecimento de Gás Canalizado no Estado de Alagoas.** Decreto Nº1.224. 2003

AGENERSA. **Concessionária CEG RIO – 3ª Revisão quinquenal de tarifas.** Deliberação AGENERSA Nº 1.795. 2013

ARSESP. **Revisão tarifária da Comgás – Terceiro ciclo tarifário – Calculo da margem máxima e fator X.** Nota Técnica Nº RTM/02/2009. 2009

ARSESP. **Revisão tarifária da Gás Brasileiro – Terceiro ciclo tarifário – Calculo da margem máxima.** Nota Técnica Nº GBD/03/2009. 2009

ARSESP. **Revisão tarifária da Gás Natural São Paulo Sul S/A – Terceiro ciclo tarifário – Cálculo da margem máxima.** Nota Técnica Nº GNSPS/03/2010. 2010

ANEEL. **Informações Técnicas - Perdas de Energia.** 2016



**SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO, CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR**

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO VIII

Metodologia de cálculo da Parcela Compensatória

Julho, 2017

Índice

1. Objetivo	165
2. Introdução	165
3. Parcela compensatória	165
4. Mecanismo de conta gráfica	165
4.1. Reajuste antecipado dos segmentos residencial e pequeno cliente comercial	166
4.2. Reajuste antecipado dos segmentos com ajuste no preço de gás e transporte trimestral	167
4.3. Usuários com mecanismos de repasse específico do preço de gás e ou transporte	167
5. Conclusões	167
6. Referências	168

48. Objetivo

Este anexo disponibiliza a metodologia para a determinação da parcela compensatória, a qual é necessária para compensar a defasagem acumulada entre o valor real de aquisição do gás e transporte e o valor reconhecido nas tarifas da concessionária.

49. Introdução

A Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 indica que o preço médio do gás e transporte será atualizado a cada 3 meses, com a exceção do preço dos segmentos residenciais e comerciais pequenos que será atualizado a cada 12 meses.

Para evitar que o ajuste periódico no preço de gás e transporte afete o equilíbrio econômico financeiro da concessionária é estabelecida uma compensação (parcela compensatória) que será estimada a partir do mecanismo de conta corrente ou conta gráfica, conforme o estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº04/2017.

50. Parcela compensatória

A parcela compensatória é o ajuste no preço do gás e transporte requerido para compensar a defasagem acumulada entre o valor real de aquisição do gás e transporte e o valor reconhecido nas tarifas da concessionária.

O mecanismo da parcela compensatória deve resguardar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão gerando a neutralidade dos componentes tarifários não gerenciáveis pela concessionária e também contribuir para a estabilidade tarifária.

Sendo assim, a SEDECTES estabelece que a compensação das diferenças verificadas entre os valores pagos pela concessionária para aquisição e transporte do gás distribuído em sua rede e os valores referentes aos mesmos contidos nas tarifas homologadas para aplicação aos seus usuários deverá ser calculada a partir dos valores realizados e verificados ao longo do ano, corrigidos pela taxa de juros SELIC do Banco Central.

A Parcela Compensatória será estimada e aplicada em conjunto para todos os segmentos tarifários com mesma periodicidade (trimestral ou anual) na atualização do preço do gás e transporte. No entanto, aqueles segmentos que possam ter um tratamento diferenciado do preço do gás ou do transporte deverão ter um registro diferenciado na estimação da parcela compensatória (registro individualizado).

51. Mecanismo de conta gráfica

Para o cálculo da parcela compensatória será utilizado um mecanismo de conta corrente, ou conta gráfica, que irá acumulando os saldos positivos e/ou negativos que serão compensados à concessionária ou aos usuários por ocasião do reajuste no preço de gás e transporte na forma de um acréscimo ou redução na tarifa (preço vigente mais parcela compensatória). O valor do acréscimo ou redução no preço de gás e transporte será computado para cada conjunto dos segmentos tarifários (reajuste trimestral ou anual) de acordo com a previsão do mercado para o seguinte período de reajuste que será apresentada pela concessionária e aprovada pelo regulador, da seguinte forma:

Equação 28: Determinação da parcela compensatória (segmentos com ajuste anual ou trimestral)

$$\text{Parcela compensatória} = \frac{SCG}{Vol}$$

Onde:

Parcela compensatória: Acréscimo ou redução no preço do gás e transporte do conjunto de segmentos tarifários⁵⁵ (em R\$/m3);

SCG: Saldo Acumulado da Conta Gráfica⁵⁶ do conjunto de segmentos tarifários de ajuste anual ou trimestral (em R\$);

Vol: Previsão de mercado (volume) para o próximo período do reajuste periódico (ano ou trimestre) do conjunto de segmentos tarifários de ajuste anual ou trimestral (em m3).⁵⁷

A apuração da conta corrente, ou conta gráfica, e da parcela compensatória de cada conjunto de segmentos tarifários será feita mensalmente pela concessionária considerando os preços de aquisição do gás e transporte, volumes de gás adquiridos, volumes e preços faturados aos usuários, taxa de juros e valores anteriores.

A concessionária apresentará à SEDECTES um relatório mensal com o saldo acumulado e atualizado de conta corrente e a estimativa da parcela compensatória de cada conjunto de segmentos tarifários (Ajuste anual ou trimestral).

A previsão do consumo do seguinte período de cada conjunto (empregado no cálculo da parcela compensatória) será proposta pela concessionária e avaliada pela SEDECTES antes da aplicação do reajuste no preço de gás e transporte.

A concessionária poderá pospor por um trimestre (até o próximo ajuste trimestral) o repasse da variação no preço de gás/transporte e a parcela compensatória aos usuários com ajuste trimestral do preço de gás e transporte (usuários não residenciais e não pequenos comerciais). A concessionária também poderá redistribuir o repasse do saldo da conta gráfica por mais de um período de reajuste. Em ambos os casos a concessionária deverá apresentar à SEDECTES, pelo menos 15 dias antes da data de ajuste, sua proposta detalhando o motivo da não realização do ajuste.

A SEDECTES avaliará a solicitação da concessionária e definirá se é aceita ou não. Caso não seja aceita, a SEDECTES aplicará a metodologia definida no presente anexo.

51.1.Reajuste antecipado dos segmentos residencial e pequeno cliente comercial

A Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 prevê que a atualização do preço do gás e transporte para os segmentos residencial e pequeno cliente comercial ocorra a cada 12 meses. Para evitar que a defasagem entre o preço e o custo do gás e transporte desses segmentos comprometa o equilíbrio econômico financeiro da concessionária, ocorrerá mudança antecipada do preço de gás e transporte estabelecido na tarifa regulada desses segmentos tarifários quando a parcela compensatória unitária “*Parcela compensatória*” (saldo acumulado da conta gráfica dos segmentos dividido a previsão anual

⁵⁵ Segundo sua atualização no preço de gás e transporte seja anual ou trimestral

⁵⁶ A conta gráfica será obtida da seguinte forma

CG = Custo de gás sem impostos (Real) – Preço de gás sem impostos (Regulatório)

⁵⁷ No caso de repasse antecipado da parcela compensatória, utiliza-se o volume periódico projetado para o período (trimestre ou ano) em análise.

do volume dos segmentos de ajuste anual) atingir um saldo equivalente aos 6%, positivo ou negativo, em relação ao preço de gás e transporte regulado vigente nesse momento.

A aplicação do repasse antecipado não alterará a data do reajuste da margem da concessionária.

51.2.Reajuste antecipado dos segmentos com ajuste no preço de gás e transporte trimestral

A atualização do preço do gás e transporte para os demais segmentos (segmentos não residencial e pequeno cliente comercial) pode ser feita a cada 3 meses. Somente poderá ocorrer uma mudança antecipada do preço de gás e transporte destes segmentos tarifários quando a parcela compensatória unitária "*Parcela compensatória*" (saldo acumulado da conta gráfica dos segmentos dividido a previsão trimestral do volume dos segmentos de ajuste trimestral) atingir um saldo equivalente a 6%, positivo ou negativo, em relação ao preço de gás e transporte regulado vigente nesse momento.

A aplicação do repasse antecipado não alterará a data do reajuste da margem da concessionária.

51.3.Usuários com mecanismos de repasse específico do preço de gás e ou transporte

A SEDECTES poderá autorizar o repasse tempestivo ou automático no preço de gás e do transporte àqueles usuários que tenham estabelecido com a concessionária contratos de fornecimento de gás e transporte com mecanismos específicos (ou especiais) de repasse ou ajuste no preço.

Para que seja autorizado o repasse automático, a concessionária deverá apresentar à SEDECTES os contratos de fornecimento especiais identificando as cláusulas específicas de ajuste ou repasse no preço.

O volume e a capacidade associada a esses usuários serão excluídos da determinação da parcela compensatória e qualquer desequilíbrio entre o preço e o custo do gás (e transporte) não poderá ser compensado com o ajuste no preço do gás (e transporte) dos outros usuários

Para todos estes casos a SEDECTES fiscalizará a observância da condição de equilíbrio econômico financeiro.

52. Conclusões

Diante do exposto, entende-se que a metodologia apresentada neste anexo busca resguardar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão gerando a neutralidade dos componentes tarifários não gerenciáveis pela concessionária e também contribuir para a estabilidade tarifária.

Dessa forma, o método da conta gráfica para o cálculo da parcela compensatória estabelecido nessa Nota Técnica será aplicado a partir da primeira revisão tarifária da concessionária.

53. Referências

ARSESP. Nota Técnica - Definição da Conta Gráfica e do Mecanismo de Recuperação das Variações dos Preços do Gás e do Transporte. 2012

ARESC. Resolução ARES N° 073. 2016