

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE  
GÁS CANALIZADO Nº 03/2014

NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES  
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES -  
ABRACE

AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO  
PAULO

**ATO REGULATÓRIO:** Consulta Pública nº 03/2014.

**OBJETO:** Colher contribuições e informações que subsidiarão a deliberação a ser aprovada pela Diretoria da Arsesp sobre a proposta para a Metodologia da Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo.

A ABRACE, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, traz suas contribuições à proposta de metodologia da revisão tarifária das concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado do Estado de São Paulo.

A Associação reconhece o trabalho desempenhado pela Arsesp neste quarto ciclo de revisão tarifária e saúda a Agência pelo espaço criado para as discussões em torno de um tema de fundamental relevância para os consumidores do estado de São Paulo.

Com o objetivo de contribuir com o processo e atentos à complexidade inerente a alguns dos assuntos tratados no âmbito da revisão tarifária, a ABRACE contou, além do corpo técnico da própria associação e da participação dos Grupos de Trabalho formados por associados, com o apoio de consultorias especializadas<sup>1</sup> para a elaboração das contribuições, tanto para a Base de Remuneração como para os demais itens relevantes à definição das tarifas.

As sugestões, apresentadas em detalhes nas seções a seguir, referem-se à proposta de metodologia de valoração da Base de Remuneração Regulatória, Plano de Investimentos, Avaliação dos investimentos do terceiro ciclo, Projeção de Volumes, Fator X, Custos Operacionais, Perdas e Estrutura Tarifária.

De forma geral, as contribuições têm como objetivo contribuir com o aprimoramento do sinal regulatório, para que as concessionárias busquem ampliar sua produtividade e eficiência na gestão dos ativos, de forma a permitir que esses ganhos, ao longo da concessão, sejam compartilhados com consumidores, atendendo ao princípio da modicidade tarifária e sem prejudicar o equilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão. Há, ainda, uma preocupação quanto a riscos de subsídios cruzados entre diferentes segmentos de consumo decorrentes da estrutura tarifária, havendo ponderações também nesse sentido no documento.

Em particular, a Abrace apoia a proposta de aprimoramento da Arsesp no caso da Base de Remuneração, que busca garantir que somente sejam incluídos ativos relacionados à prestação do serviço e que a depreciação seja calculada adequadamente, conforme estabelecido pelo Contrato de Concessão.

A avaliação de especialistas contratados pela Abrace, conforme detalhado na seção a seguir, demonstra que a metodologia adotada nas duas últimas revisões tarifárias não representa corretamente os ativos postos a serviço da concessão.

Apesar de já transcorrido metade do prazo da concessão da Comgás, sua Base de Remuneração ainda reflete uma série de expectativas dos acionistas, como, por exemplo, o fluxo de caixa esperado e possibilidades de sinergia com outras atividades econômicas. A ABRACE entende que tais expectativas estão em desacordo com o Contrato de Concessão, além de gerar ônus aos consumidores da concessionária em favor de seus acionistas. Ainda, demonstra-se nesta

---

1 As consultorias contratadas foram Amorim Ferreira Consultoria e Thymos Energia

contribuição que o aprimoramento proposto pela Arsesp está alinhado com práticas amplamente adotadas por outros reguladores, inclusive ela própria, na área de saneamento.

As seções a seguir apresentam o detalhamento deste e de demais pontos da contribuição ao processo de revisão tarifária das distribuidoras de gás natural de São Paulo.

## **1. Base Regulatória de Remuneração**

A Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – Arsesp por meio da Consulta Pública nº 03, de 10/07/2014, apresentou proposta de alteração da metodologia de cálculo da Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL vigente.

De acordo com a Arsesp, transcorrido cerca de metade do prazo de concessão, as concessões alcançaram maturidade suficiente para a aplicação estrita do contrato de concessão em razão da evolução dos mercados e da própria base de ativos.

Um dos principais pilares da metodologia está baseado no fato de que o contrato de concessão estabelece que o regulador deve avaliar e rever a base de ativos apresentada pela concessionária para garantir que somente sejam incluídos nas tarifas ativos relacionados com a prestação do serviço e que a depreciação tenha sido calculada adequadamente.

Como será apresentado e fundamentado abaixo, a Abrace concorda com a proposta de mudança da metodologia de definição da BRRL e a adoção do Valor Original de Compra para o 4º ciclo tarifário, conforme descrito na Nota Técnica RTG no 002/2014 da Arsesp. A Abrace entende que a metodologia do Valor Econômico Mínimo, utilizada no segundo e no terceiro ciclos, não respeita o princípio da modicidade tarifária a partir de 2014 e, se aplicada, será feito em detrimento de todos os consumidores da concessionária. Ademais, para os ciclos futuros, entende-se como um aprimoramento importante, a adoção da metodologia do Valor Novo de Reposição, método consagrado pela teoria da regulação e amplamente adotado por reguladores.

### **1.1 Proposta metodológica**

A Arsesp, por meio da Nota Técnica RTG nº 002/2014, apresenta proposta de alteração da metodologia da revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo – quarto ciclo tarifário. Dentre os assuntos apresentados está a base tarifária – chamada de Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL).

A proposta da Arsesp consiste basicamente na substituição do modelo atual (Valor Econômico Mínimo) pela avaliação da base de ativos relacionados à prestação do serviço, aplicada a depreciação e a atualização monetária.

A Deliberação Arsesp nº 402/2013, que estabelece metodologia e procedimentos para levantamento dos ativos em operação e sua conciliação com os registros contábeis das concessionárias de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo, já possibilita a aplicação da nova metodologia.

No entendimento da Abrace, a partir do levantamento de ativos proposto pela Deliberação nº 402/2013, a BRRL será valorada para o quarto ciclo tarifário considerando a data de entrada em serviço de cada ativo, o **Valor Original de Compra (VOC) reconhecido e a depreciação**, conforme a taxa regulatória aprovada, junto com o **reajuste monetário pelo IGP-M**.

A partir de então a base tarifária deverá ser formada de acordo com a equação:

$$BRRL_{início\ 4c} = BRRL_{início\ da\ concessão} - \sum_i DAEi + \sum_I (Ii - DIi)$$

Onde:

*BRRL início4c* = Valor da BRRL no início do Quarto Ciclo tarifário;

*BRRLinício\_concessão* = Valor da BRRL no início da Concessão;

*Ii* = Investimentos realizados no ano i (investimentos que entraram em operação no ano i);

*DIi* = Depreciação e baixas de todos os ativos incorporados à base desde a data do contrato de concessão, no ano i;

*DAEi* = Depreciação e baixas dos ativos existentes na data do contrato de concessão, no ano i.

O entendimento da associação é de que o valor da BRRL será obtido a partir da avaliação dos ativos, que foi realizada antes da concessão. Desse valor líquido inicial serão deduzidas as depreciações e as baixas regulatórias (*DAEi*) acumuladas entre a data da concessão e o início do 4º Ciclo Tarifário. Todos os montantes serão atualizados pelo IGP-M até o início desse ciclo. As taxas anuais destinadas ao cálculo da quota de depreciação serão as taxas regulatórias vigentes. Para as concessionárias Gás Brasileiro Distribuidora S/A - GBD e da Gás Natural São Paulo Sul S/A - GNSPS, o Valor *BRRLinício\_concessão* é zero.

Em relação aos investimentos anuais realizados desde o início da concessão entende-se que serão aceitos os custos unitários e quantidades aprovadas nas revisões já realizadas. Isso porque na revisão tarifária anterior já foi verificada a razoabilidade do projeto e dos custos associados para determinação da participação desses ativos na BRRL. No futuro só serão consideradas a atualização monetária até a data da nova revisão e a depreciação regulatória correspondente.

A metodologia proposta pela Arsesp difere da metodologia vigente, que se baseia no Valor Econômico Mínimo – VEM. Ressalta-se que o primeiro cálculo da Base de Remuneração Regulatória foi realizado no segundo ciclo tarifário, quando o Regulador definiu o valor de ativos tendo em conta as informações apresentadas pela concessionária e suas avaliações próprias. O valor apurado, acrescido do montante dos investimentos líquidos até a data da revisão, foi considerado para o cálculo da BRR líquida e a simulação do parâmetro P0.

Para o ciclo seguinte - o terceiro ciclo tarifário - as metodologias e procedimentos de cálculo estão definidos na Nota Técnica nº RTM 02/2009 - Versão Final - metodologia detalhada para o processo de revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo. De acordo com essa nota técnica, naquele ciclo a Base de Remuneração foi calculada

considerando a BRRL inicial acrescentando os investimentos do período, no caso, do segundo ciclo tarifário.

Para comparação apresenta-se a seguir quadro com a fórmula da metodologia vigente e a proposta da Arsesp.

#### **Metodologia vigente**

*Primeira fórmula de cálculo (Comgás) - 2ª RTP <sup>1</sup>*

$$BRRL_{priv} = BRRL_{priv} \frac{BRRL_{contábil}}{BRRL_{contábil}} + Dívida_{P12/99}$$

*Segunda fórmula de cálculo (Comgás) - 3ª RTP*

$$BRRL_{inicial} = BRRL_{inicial do ciclo anterior} + \sum_{t=1}^{i=5} (I - D)$$

#### **Proposta Atual (Nota Técnica Arsesp RTG nº 002/2014)**

$$BRRL_{início 4c} = BRRL_{início da concessão} - \sum_i DAE_i + \sum_i (I_i - DI_i)$$

1 O valor da BRRL em 31/05/1999 (BRRLpriv), associado ao VEM, é calculado como o quociente entre o VEM e a percentagem de ações transferidas na data da privatização. Deveria ser adicionado a este valor a dívida da empresa na data da privatização, no entanto, não se dispunha de registros contábeis da data da privatização da Companhia de Gás de São Paulo - Comgás que permitissem obter um valor verificável dessa dívida. As informações contábeis mais antigas correspondem ao Balanço do exercício de 1999. Ver cálculo completo em Nota Técnica n. 5 – Abril de 2004 – CSPE.

A principal diferença entre a metodologia vigente e a proposta atual reside na partida de cálculo, ou método de valoração da BRRL inicial, sendo que a vigente considera a primeira expressão numérica acima, chamado pelo Regulador de Valor Econômico Mínimo – VEM dos ativos precificados com base nas ações negociadas (comumente chamada de abordagem financeira) e a proposta atual tem como partida a BRRL definida e valorada de acordo com ativos (físicos) a disposição do serviço de gás canalizado no início do contrato de concessão.

Vale ressaltar que na abordagem financeira utilizada pela Arsesp, que é baseada no valor financeiro do negócio, ou seja, o valor da transação econômica para aquisição do negócio ou o valor de aquisição do controle acionário, a definição do preço de venda do controle acionário da concessionária obedeceu a objetivos de natureza predominantemente fiscal do controlador original (governo federal, governos estaduais e municipais), podendo ter resultando em valores que não guardam relação com princípios regulatórios e tampouco com os ativos disponibilizados para a prestação do serviço regulado.

E nesse momento do 4º ciclo de revisão tarifária, entendendo que as concessões encontram-se mais maduras, a abordagem ora proposta pela Arsesp caracteriza-se por abandonar uma abordagem financeira para determinar o valor da BRRL e determiná-la a partir do valor de um ativo, ou seja, valorá-la a partir do custo do ativo disponível para prestação do serviço, em conformidade com o disposto nos contratos de concessão.

### **1.1.1 Análise de Consistência**

Para avaliar a consistência e coerência do novo método é necessário analisar a proposta sob dois aspectos:

- a) do levantamento de ativos realizado seguindo as diretrizes da Deliberação Arsesp nº 402/2013; e
- b) da valoração desses ativos.

#### **1.1.1.1 Sob o Aspecto do Levantamento de Ativos (Deliberação nº Arsesp 402/2013)**

De acordo com a Deliberação Arsesp nº 402/2013, serão levantados e inventariados os seguintes grupos de ativos:

- a) Ativo Imobilizado em Serviço; e
- b) Obrigações vinculadas ao serviço público de gás canalizado.

Na descrição do método de levantamento, a deliberação apresenta para cada grupo de ativos os que deverão ser obrigatoriamente inspecionados e os que serão inspecionados pelo critério de amostragem.

Pode se avaliar que o levantamento e conciliação de ativos feitos de acordo com a Deliberação da Arsesp são consistentes e adequados, pois sua base estrutural e parâmetros utilizados são idênticos aos que já utilizam os reguladores brasileiros e apresentam os seguintes fundamentos:

- Indica a forma de segregação dos diversos tipos de ativos - aqueles que devem ser inspecionados e os que devem ser levantados por critério amostral;
- Define as condições específicas para os grupos de ativos que não são utilizados no serviço concedido e para aqueles em processo de regularização;
- Indica a forma de segregação dos bens relativos a doações e subvenções, bem como sua definição e forma de tratamento; e
- Define os requisitos e critérios para credenciamento das empresas avaliadoras de forma que para participação no processo a empresa deverá se submeter aos requisitos e parâmetros estabelecidos pelo Regulador.

Esses critérios e definições permitem que se tenha controle sobre o quantitativo dos bens que serão levantados e ainda qual a massa de informação que será processada e tratada. No caso do gás canalizado, as linhas e redes que incluem tubulações, ramais e sistemas equivalem a mais de 80% do valor total dos ativos das companhias. Significa dizer que um conjunto pesado

de informações será validado por um critério amostral demonstrando assim que o regulador tem a noção da magnitude desse quantitativo a ser levantado.

As condições específicas permitem que o regulador saiba quais são os ativos que não estão disponíveis para a prestação do serviço público. A segregação dos bens relativos a doações e subvenções permite que esses bens sejam excluídos do valor da base de ativos a ser remunerada pelos usuários. Os requisitos e critérios para as empresas responsáveis pelo levantamento são de extrema importância no contexto de avaliação de ativos de setores regulados, pois confere credibilidade ao processo reduzindo a assimetria de informação.

Sobre o aspecto de levantamento dos ativos a Abrace avalia como consistente a proposta da Arsesp, pois, em comparação com outros reguladores (Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal – Adasa e a própria Arsesp no segmento saneamento), o levantamento de ativos para fins tarifários no gás canalizado manteve o padrão dos fundamentos e diretrizes estabelecidos na regulação brasileira.

#### **1.1.1.2 Sob o Aspecto de Valoração dos Ativos**

De acordo com a Nota Técnica RTG 002/2014, para valorar os ativos serão considerados a data de entrada em serviço de cada ativo, o Valor Original de Compra (VOC) reconhecido e a depreciação conforme a taxa regulatória aprovada, junto com o reajuste monetário pelo IGP-M.

Apesar de não apresentar detalhes de como serão apurados os valores originais de compra, a Abrace entende que esse valor deveria ser igual ou próximo ao Custo Contábil Corrigido, pois a proposta considera os efeitos da depreciação acumulada e a atualização por um índice de reajuste, no caso, o IGP-M. Trata-se, portanto, de método de apuração de valores amplamente conhecida como Custo Histórico Corrigido. Entretanto, é importante que o regulador apresente detalhes de como serão apurados esses valores.

Dessa forma e com o objetivo de incentivar investimentos prudentes e tarifas que respeitem o princípio da modicidade tarifária, a Abrace entende que a adoção do método do custo histórico atualizado para valoração da BRRL, é viável dado que esse método goza das vantagens como objetividade, praticidade e de fácil controle e fiscalização. No entanto, sob a ótica conceitual do método, que pode gerar incentivos a sobre investimentos, deve-se mencionar que os demais reguladores brasileiros utilizam outro método para valoração dos ativos, O Valor Novo de Reposição – VNR, que valora a maioria dos ativos pelo custo de reposição, aplicando a depreciação acumulada e ainda um índice de aproveitamento dos ativos na prestação do serviço.

Assim, a análise do melhor método deve considerar a atual conjuntura do setor e também as circunstâncias que levaram a Arsesp a migrar de um método complexo e que foi amplamente

criticado pelos agentes nas revisões tarifárias (VEM<sup>2</sup>), para um método mais simples e objetivo.

Sob essa ótica, entende-se que o método proposto pelo regulador atende aos objetivos de mudança justamente por apresentar como maior característica a objetividade e simplicidade de aplicação acrescentando, dependendo da forma de condução, a transparência, controle e fiscalização, além de representar com maior aderência os ativos a serviços dos consumidores, como preconiza o contrato de concessão e estar mais alinhado às práticas de outros reguladores, como será apresentado na seção seguinte.

### **1.1.2 Experiência de outros reguladores**

Em termos gerais, pode-se afirmar que comumente os reguladores brasileiros, para avaliar e definir a Base de Remuneração Regulatória que compõe as tarifas, utilizam metodologias de avaliação de ativos similares, que envolve (i) levantamento e (ii) avaliação dos ativos à disposição do serviço. A única exceção, no caso do Brasil, é a própria Arsesp, no setor de gás canalizado no Estado de São Paulo, que utiliza um método (o VEM), que não envolve essas duas fases.

Assim, essa seção apresenta a experiência vivenciada naqueles setores, servindo como referência para analisar a proposta apresentada.

Entre os reguladores brasileiros estudados, destaca-se a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, pioneira nesse método, sendo por isso a que apresenta maior expertise e que produziu maior quantidade de material sobre assunto, durante três ciclos de revisão tarifária compreendidos no período de 12 anos.

Outros reguladores também com experiência nesse método com aplicação em um ciclo tarifário são a Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal – Adasa; e a própria Arsesp no setor de saneamento.

O método em questão para esses reguladores tem as seguintes similaridades:

- envolve um levantamento e inventário desses ativos à disposição do serviço;
- envolve uma valoração de ativos baseado no custo de reposição, custo de reprodução e custo histórico corrigido;
- o trabalho é realizado por empresa devidamente credenciada, que resulta num laudo de avaliação que é fiscalizado e auditado pelos reguladores; e
- envolve ajustes e aprovação do laudo pelo regulador.

#### **1.1.2.1 Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel**

A Aneel estabeleceu pela primeira vez um levantamento e avaliação de ativos para fins tarifários por meio da Resolução nº 493, de 3/09/2002, alterada pelas Resoluções nºs

---

<sup>2</sup> Vide Revisões Tarifárias das concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo

234/2006, 338/2008 e 463/2011. Tal Resolução estabelece a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A regulamentação especifica a metodologia como Valor Novo de Reposição para fins de avaliação de ativos, sendo considerado este conceito como o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido por cotações e/ou composição de custos, considerando-se também os custos de frete, instalação, impostos e outros que representem a sua completa reposição. Essa metodologia inclui um índice de aproveitamento, que é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

Assim para encontrar o valor dos ativos das BRR, são utilizados os seguintes métodos de valoração aos grupos do Ativo Imobilizado em Serviços – AIS:

- **Método do Custo de Reposição:** determina que cada ativo seja valorado por todas as despesas necessárias para a sua substituição, até que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. Aplicação em: máquinas, equipamentos e edificações;
- **Método do Custo Histórico Corrigido:** determina que cada ativo seja valorado pelo custo histórico de compra, aplicando-se os índices de atualização. Aplicação em: terrenos, servidões, veículos, móveis e utensílios.

A Aneel também apresenta em seu normativo um critério interessante para inclusão do valor da totalidade do bem na base de remuneração de ativos, o Índice de Aproveitamento. Esse índice é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo em serviço. Esse índice é aplicado sobre o montante do valor do bem em uso. Esse critério tem como objetivo não remunerar tarifariamente o excesso tanto em aproveitamento quanto em quantidade de ativos que comporão a base de remuneração.

No setor elétrico o primeiro ciclo de revisões tarifárias com levantamento e valoração de ativos iniciou em 2003. A tabela abaixo apresenta a retrospectiva de 2003 a 2007 com o total de empresas que passaram pelo processo de revisão, destacando as que tiveram seu laudo de avaliação de ativos pelo custo de reposição aprovado pela Aneel. Essa tabela refere-se à validação da Base no ano da revisão.

**Tabela 1.1 – Total de empresas de distribuição com aprovação da base de ativos**

	<i>Primeiro Ciclo</i>				<i>Segundo Ciclo</i>
	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>
<b>Total</b>	<i>17</i>	<i>27</i>	<i>16</i>	<i>1</i>	<i>7</i>
<b>Aprovadas</b>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>13</i>	<i>1</i>	<i>5</i>

Como pode ser observado na tabela acima, a metodologia adotada para avaliação de ativos que compõe a base só passa a acontecer de forma a atender as datas dos processos de revisão tarifária a partir do ano de 2005, ano em que também ocorreu a aprovação da base de

remuneração definitiva para as distribuidoras. Pelo aumento anual de bases aprovadas, nota-se uma clara evolução na aplicação do método devido ao amadurecimento do processo.

Para esse início difícil de aprovação das bases de remuneração de acordo com a metodologia da Aneel, foram apresentadas algumas justificativas, dentre elas: na avaliação de terrenos foram constatadas diversas dificuldades para realização dos trabalhos (por exemplo: encontrar amostras compatíveis com o terreno avaliado, principalmente em cidades pequenas; problemas de transparência identificados durante os trabalhos de fiscalização); na avaliação de máquinas e equipamentos ocorreram problemas de documentação, cotações e informações insuficientes e pouco detalhadas, dificultando a validação da base; na avaliação de usinas hidrelétricas ocorreram problemas de documentação e informações insuficientes e pouco detalhadas, que não permitiram a reprodução dos projetos das usinas por meio de orçamentos confiáveis e que não apresentassem distorções relevantes.

Ainda com referência ao primeiro ciclo de revisão, a Aneel informa<sup>3</sup> que foram adotados em alguns casos também custos históricos e custo de reprodução. Dessa forma fica claro que no primeiro ciclo foi utilizada uma mescla de métodos para a avaliação de ativos que compõe a Base de Remuneração.

No segundo ciclo (2007 – 2010) houve uma alteração na forma de avaliação desses componentes por meio da Resolução Aneel nº 234/2006. Tal alteração prevê que a base de ativos estabelecida para o primeiro ciclo de revisões não passará novamente por avaliação, de modo que os valores associados a esses ativos deverão ser atualizados pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M). Essa base passa a ser chamada de Base Blindada. Adicionalmente, os ativos que chegaram ao fim da vida útil ao longo do primeiro ciclo devem ser retirados da base, evitando assim o retorno de capital e remuneração indevidos.

Da mesma forma, a Resolução 234/2006 disciplinou como deveriam ser tratados os novos ativos correspondentes a investimentos realizados após a avaliação do primeiro ciclo, ou seja, a chamada **base de ativos incremental**. Em linhas gerais, a Resolução determina que os ativos incrementais sejam avaliados por meio de processo semelhante ao aplicado para a definição da base de ativos do primeiro ciclo, diferenciando-se apenas quanto ao método de “**precificação**”, cuja referência seria um **banco de preços** a ser construído pela ANEEL. Esse banco de dados de preços deve considerar os efetivos valores praticados pelas concessionárias no mercado específico do setor elétrico, bem como os tipos e características dos equipamentos a serem avaliados.

O desenvolvimento do referido banco de preços não aconteceu e continua em discussão até o ciclo atual. No terceiro ciclo (2011-2014) a metodologia vigente é igual com pequenos aprimoramentos em relação ao primeiro e segundo ciclo. No terceiro ciclo não houve nenhuma BRR fixada de forma provisória, todas as bases foram aprovadas na data da revisão tarifária. Com isso observa-se o amadurecimento do processo tanto por parte do regulador quanto por parte dos agentes envolvidos. A cada ciclo blinda-se a BRR valorada no ciclo

---

<sup>3</sup> Nota Técnica 353/2007-SRE/SFF/ANEEL.

anterior, atualizando-a pelo IGP-M e avaliam-se os investimentos incrementais pelo método do custo de reposição e custo histórico corrigido.

Vale lembrar, em relação a discussão do método de formação e definição da BRR no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, que ocorreu um importante debate no processo de definição da metodologia para fixação da base de remuneração regulatória. A proposta de alguns agentes do setor foi adotar o método financeiro, considerando o preço mínimo de venda e/ou do preço efetivamente pago no leilão de privatização. O Regulador setorial, a ANEEL, entendeu que essa alternativa não era adequada, considerando as características dos processos de privatização das concessionárias, no arcabouço legal vigente.

De fato, no presente caso a definição do preço mínimo de venda do controle acionário da concessionária obedeceu a objetivos de natureza predominantemente fiscal do controlador original (governo federal, governos estaduais e municipais), resultando, às vezes, em valores que não guardam relação com princípios regulatórios e tampouco com os ativos disponibilizados para a prestação do serviço regulado. Por esses argumentos, a ANEEL decidiu não utilizar essa abordagem.

#### **1.1.2.2 Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal – Adasa**

A Adasa também estabelece normativo para levantamento e valoração de ativos para composição da Base de Ativos Regulatória - BAR, por meio do Anexo II da Nota Técnica nº 004/2009–SREF–SFSS/ADASA, aprovada pela Resolução nº 58, de 23/03/2009.

Para a apuração da BAR da Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal - CAESB, empresa regulada pela Adasa, é aplicado o enfoque do valor do ativo, utilizando o método do Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos existentes e adaptados. O VNR em essência é o custo de renovar as instalações por outras que melhor às substituam, ou seja, o custo de renovar as instalações utilizando os critérios de tecnologia e custos vigentes, além de considerar que estes se encontram adaptados às demandas existentes.

Entretanto, será respeitado o histórico tecnológico dos investimentos efetuados no serviço público de saneamento básico no Distrito Federal. Dessa forma, o VNR será o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido por cotações de mercado, considerando-se também os custos de frete, instalação, impostos e outros que representem a sua completa reposição, expurgadas as ineficiências praticadas.

O Valor Novo de Reposição nada mais é que a valoração do conjunto de ativos existentes em operação pelo custo de reposição dos ativos adaptados. Assim chamado porque, após considerar a depreciação acumulada, há a incidência sobre o valor do ativo de um índice de aproveitamento. O Índice de Aproveitamento na Adasa tem a mesma definição, forma de fixação de fórmulas e de cálculo apresentada pelas Aneel.

Conforme metodologia estabelecida pela Resolução nº 58/2009, para que a Adasa pudesse definir o valor da Base de Ativos Regulatória a ser considerada na 1ª Revisão Tarifária Periódica, a CAESB apresentou o levantamento completo de todos os seus ativos,

contemplando todas as informações quantitativas e qualitativas dos ativos, os respectivos valores novos de reposição, os índices de aproveitamento aplicados, bem como seus ativos não onerosos.

No contexto regulatório estabelecido pela Adasa, esse levantamento de ativos foi realizado por meio de um laudo de avaliação feito por empresa especializada e sob a coordenação da concessionária e devidamente fiscalizado, auditado e validado pela Adasa.

#### 1.1.2.4 Considerações sobre a experiência dos reguladores

Em relação à experiência dos reguladores pode-se destacar:

- Sobre o método: todos apresentam a mesma forma de determinação da BRR baseada nos ativos físicos disponíveis à prestação do serviço, tendo como ponto de partida um levantamento desses ativos por empresa credenciada pelo regulador, com critérios e requisitos específicos; após esse levantamento esses ativos são avaliados pelo Valor Novo de Reposição – VNR, que os “precifica” pelo custo de reposição, aplicando sobre eles a depreciação e um índice de aproveitamento. Essa similaridade de procedimentos serve de sustentação e fundamentação para o processo regulatório estabelecido, onde os reguladores apoiam-se mutuamente em parâmetros e diretrizes de formação de BRR;
- Sobre o processo: constata-se que está em constante evolução para saneamento de eventuais inadequações ou mesmo aprimoramento do método. Note-se o caso da Aneel, que foi aperfeiçoando seu modelo no decorrer dos ciclos e agora já evoluiu para uma definição de um Banco de Preços Referencial próprio - onde os ativos serão valorados a partir de valores pré-definidos pela Agência.

Diante disso, **pode-se concluir que a metodologia de definição da BRRL pela Arsesp para o gás canalizado é sustentável e robusta pois se baseia no que já vem sendo feito por outros reguladores**, com apenas uma diferença - a forma de valoração dos ativos. Na valoração a Arsesp optou por um método mais objetivo e de fácil aplicação. Entende-se que essa opção tem origem no cenário atual de distribuição do gás canalizado e na busca da migração para uma metodologia simplificada.

#### 1.2 Considerações sobre a Metodologia Proposta

A Abrace entende que um dos pontos fortes da metodologia proposta é o processo de levantamento de ativos que estão sob o controle e fiscalização do regulador, com regras e diretrizes para o inventário e posterior fiscalização e, ainda, a segregação dos bens não elegíveis e obrigações vinculadas ao serviço público.

Ressalta-se que o objetivo da segregação é remunerar apenas os ativos que estão prestando serviço, excluindo também aqueles que não foram adquiridos com recursos do acionista. Esse inventário além de propiciar o controle e fiscalização dos ativos a disposição do serviço ainda

permite ao regulador uma visão mais ampla da concessão, conferindo credibilidade ao processo e reduzindo a assimetria de informação.

O outro ponto forte a ser mencionado é a valoração dos ativos pelo método do custo histórico corrigido, pela sua objetividade e simplicidade. As discussões em torno dessa avaliação serão reduzidas em comparação com outros métodos mais subjetivos. Além disso, a reprodutibilidade do método facilitará aos agentes maior entendimento e segurança na BRRL definida.

Porém, a Abrace identifica como uma fragilidade do método, passiva de aprimoramento em ciclo futuro e de intensa fiscalização no presente ciclo, o sinal que o enfoque do custo histórico ou valor original de compra pode criar, induzindo o sobre-investimento, ao incentivar a concessionária a manter ativos redundantes ou superdimensionados na base de ativos de forma a obter retorno sobre eles.

Esse problema está diretamente vinculado ao reconhecimento dos investimentos prudentes e eficientes, ponto em que a Agência deve ter uma atuação forte e expressiva, de forma a minimizar os efeitos negativos de uma base de capital avaliada pelo custo contábil. Esse efeito pode ser atenuado com uma análise criteriosa sobre investimentos prudentes e na definição dos bens elegíveis. Nesse sentido, reforça-se a necessidade de estabelecimento de mecanismos de fiscalização juntamente com efetiva utilização de conceitos de investimentos prudentes na composição da base de ativos a ser remunerada.

A saída para esse tipo de fragilidade está na migração para um método de valoração que considere o valor corrente do ativo, ou seja, o valor de substituí-lo por outro nas mesmas condições, considerando a tecnologia atual. Conforme apresentado nesse relatório, o método utilizado pelos outros reguladores é o custo de reposição, que tem exatamente essa finalidade, busca emular um ambiente competitivo de mercado nas concessões públicas de energia elétrica e saneamento. Esse objetivo pode ser buscado pela Arsesp em revisões futuras.

### **1.3 Aderência ao custo dos ativos relacionados ao serviço**

De acordo com a Nota Técnica RTG nº 002/2014 da Arsesp, a BRRL para o quarto ciclo tarifário será valorada a partir do levantamento de ativos a considerando a data de entrada em serviço de cada ativo, o Valor Original de Compra (VOC) reconhecido e a depreciação conforme a taxa regulatória aprovada, junto com o reajuste monetário pelo IGP-M.

Para análise da aderência do método proposto para BRR com o ativo à disposição do serviço de uma distribuidora de gás, o ideal seria a comparação da simulação do valor que resultaria da aplicação do novo método em relação ao anterior. No entanto, para isso, seria necessário obter do regulador algumas diretrizes: o valor original de compra será realmente o valor contábil? Como serão tratados os bens chamados de “obrigações vinculadas”? Aqueles adquiridos com recursos não onerosos aos acionistas serão excluídos? Como será a atualização de bens com data de entrada em serviço anterior ao ano de 1995, considerando que a Lei 9.249/1995 revogou a correção monetária das demonstrações financeiras? **Indica-se que é essencial que todas essas definições estejam claras e públicas na próxima etapa de revisão.**

Sobre as informações são necessários os valores originais de compra dos ativos disponíveis para a prestação do serviço, segregados em elegíveis e não elegíveis e obrigações especiais, além da data da entrada de operação dos principais bens para cálculo da depreciação acumulada. **Esses dados não estão disponíveis, e reforça-se que é essencial que todas essas definições estejam claras e públicas na próxima etapa de revisão.**

No entanto, é possível realizar um exercício para a Comgás, com algumas simplificações, de quanto seria o valor do ativo com base no custo histórico corrigido, na data da primeira definição do VEM, observando a data da primeira revisão tarifária (2004) e comparar as BRR Líquidas apuradas. Este exercício é apenas uma estimativa para avaliação preliminar, já que o conjunto completo de informações necessárias ainda não está disponível. Para isso serão utilizados como ponto de partida os dados da Comgás da primeira revisão tarifária (Nota Técnica nº 05/CSPE/2003 – Versão Final, Anexo I – Base de Remuneração) e os dados declarados nas Demonstrações Financeiras - DF publicadas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. Trata-se, portanto, de um teste de consistência entre a metodologia atual (VEM) e os ativos relacionados com a prestação do serviço.

Os valores da BRRL inicial calculada em abril de 2004 tem os seguintes valores.

**Tabela 1.2 – Valores da BRRL 1ª RT da Comgás – abril de 2004**

Item	Valor
BRRbruta inicial	4.989.755,00
BRRlíquida inicial	3.601.041,32

Para comparação, foram utilizados os valores do ativo imobilizado bruto e líquido das Demonstrações Financeiras do 2º Trimestre de 2004 (jun/2004).

**Tabela 1.3 – Valores da Ativo Imobilizado das DF's da Comgás 2004**

Item	Valor
Ativo Imob. Bruto	1.532.822,00
Ativo Imob. Líquido	1.140.980,00

Utilizaram-se os valores de junho de 2004 porque a Arsesp considerou os investimentos realizados até abril de 2004, como as informações da CVM são por trimestre optou-se por utilizar o 2º Trimestre de 2004, junho/2004, de forma a contemplar o mês de abril.

Para comparação, também é necessário apresentar alguns pontos da formação do VEM. No cálculo a Arsesp utilizou quase a totalidade do valor pago pela Comgás na privatização em 1999 (87%), considerou a relação dos ativos brutos e líquidos do balanço da concessionária de 1999 e adicionou um valor considerado de dívida. Posteriormente, acrescentou os investimentos realizados de janeiro de 2000 até abril de 2004, atualizados pelo IGP-M do

período, e assim compôs a BRRL da primeira revisão tarifária. Com esse cálculo percebe-se que o Regulador buscou recompor o valor do ativo na data da revisão ao considerar o valor pago pela Comgás adicionando os investimentos do período (2000 a 2004).

Dessa forma, entende-se que a comparação entre BRR e Ativo Líquido é válida como um exercício, uma vez que se trata do mesmo conjunto de ativos à disposição do serviço, valorados a métodos distintos, um valorado pelo VEM e outro pelo Custo Histórico Corrigido - CHC pelo IGP-M. Para obter-se o CHC atualizam-se os valores do Ativo Imobilizado das DF's pela variação do IGP-M do período de jan/1996<sup>4</sup> a abril/2004:

**Tabela 1.4 – Comparação Valores Ativo Imobilizado x BRRL (1ª RT/2004)**

Custo Histórico Corrigido - CHC			Valor Econômico e Mercado – VEM		Diferença
Item	R\$ Nominal	R\$ Corrigidos (A)	Item	R\$ (B)	(B - A)
Ativo Imob. Bruto	1.532.822	3.786.070	BRRBruta inicial	4.989.755	+32%
Ativo Imob. Líquido	1.140.980	2.818.220	BRRLíquida inicial	3.601.041	+28%

A atualização monetária do valor contábil do ativo líquido na data base abril/ 2004, tem como resultado R\$ 2.818.220,60 (dois bilhões, oitocentos e dezoito milhões, duzentos e vinte reais e sessenta centavos).

Esse é o item a ser comparado com BRR Líquida. Para esse item o exercício demonstra que o valor apurado pelo método do VEM fixado na primeira revisão tarifária é superior em 28% ao valor obtido para a base inicial, se fosse utilizado o método do custo histórico corrigido, mais aderente ao objetivo de considerar para fins nas tarifas apenas os ativos a serviço dos consumidores, como preconiza o contrato de concessão.

Posteriormente, buscou-se recompor os valores da BRRL na segunda revisão tarifária da Comgás. Novamente foram utilizados os dados da Nota Técnica final da revisão tarifária da Comgás – maio de 2009, e das demonstrações financeiras da Comgás. O procedimento realizado seguiu a mesma dinâmica de cálculo realizado pela Arsesp, os mesmos valores para depreciação acumulada no período e a depreciação acumulada dos investimentos incrementais. Os resultados podem ser vistos no quadro a seguir.

<sup>4</sup> Os valores do Ativo Imobilizado foram atualizados desde 1996, data em que as DFs não foram mais corrigidas sendo publicadas sem atualização monetária.

**Tabela 1.5 – Composição da BRRL pelo método Custo Histórico Corrigido - CHC**

<b>Composição da BRRL - Método Custo histórico Corrigido – CHC</b>			
<b>Descrição</b>	<b>R\$ Nominal</b>	<b>R\$ corrigidos</b>	<b>Cálculo</b>
AIS (abril/2004)	2.818.220,60	3.748.234,96	3.748.234,96
(-)Dep Anual acum (5 anos)	931.330,00	1.192.633,00	1.192.633,00
<b>BRR L inicial 3c</b>			<b>2.555.601,96</b>
(+) Investimentos do período		1.631.642,00	1.631.642,00
(-)Dep. dos investimentos do período		294.831,00	294.831,00
<b>BRRL inicial 3c</b>			<b>3.892.412,96</b>

A recomposição da BRRL pelo método do Custo Histórico Corrigido – CHC, tem como resultado R\$ 3.892.412,96 (três bilhões oitocentos e noventa e dois mil quatrocentos e doze reais e noventa e seis centavos). Novamente, realiza-se a comparação desse valor com a BRRL, fixada pela metodologia do VEM, no quadro a seguir.

**Tabela 1.6 – Comparação Valores Ativo Imobilizado x BRRL (2ª RT)**

<b>Custo Histórico Corrigido – CHC</b>		<b>Valor Econômico Mínimo – VEM</b>		<b>Dif.</b>
<b>Item</b>	<b>R\$ BRRI + Invest. Atualizados (A)</b>	<b>Item</b>	<b>R\$ (B)</b>	<b>(B-A)</b>
BRRL inicial 3c	3.892.412	BRRL inicial	4.933.567	<b>+27%</b>

O exercício sinaliza que o valor BRRL inicial fixada pelo VEM foi 27% superior ao que seria pelo método proposto atualmente, ou seja, o aprimoramento proposto pela Arsesp está mais aderente ao objetivo de considerar nas tarifas apenas os ativos a serviço dos consumidores, conforme estabelece o contrato de concessão.

#### **1.4 Resumo Propostas da Abrace para a Metodologia da BRRL**

1) A Abrace apoia a alteração da metodologia de definição da BRRL para o Valor Original de Compra, conforme descrito na Nota Técnica RTG nº 002/2014 da Arsesp. Esse posicionamento reflete entendimento corroborado pela literatura sobre o tema e por demais reguladores de que o método de valoração vigente considera não somente os ativos disponibilizados para o serviço, como estabelece o contrato de concessão, mas uma série de expectativas, tais como, fluxo de caixa esperado, possibilidade de sinergia com outras atividades econômicas, resultados esperados de gestão empresarial. Dessa forma, continuar a considerar o enfoque financeiro significaria transferir aos consumidores o ônus decorrente de todas essas

expectativas que estão incorporadas nos valores das ações, o que resultaria em transferência líquida de riqueza dos consumidores atuais e futuros para os controladores.

Além disso, na atual conjuntura do setor de distribuição de gás canalizado, a definição da BRRL deve guardar relação direta com os ativos a disposição da prestação do serviço, sendo nesse caso a que atende as expectativas dos consumidores e coloca a BRRL do setor de gás canalizado no mesmo patamar das outras BRRs definidas pelos Reguladores Brasileiros dando validade, credibilidade, transparência e segurança ao processo regulatório. Sob essa ótica, entende-se que o método proposto atende aos objetivos de mudança justamente por apresentar objetividade e simplicidade de aplicação, acrescentando transparência, controle e fiscalização.

2) A Abrace ressalta que restam alguns aspectos do método a serem melhor detalhados, tais como: o tratamento dos bens chamados de “obrigações vinculadas” pela Deliberação Arsesp 402/2013; se aqueles adquiridos com recursos não onerosos aos acionistas serão excluídos; e a forma como será a atualização de bens com data de entrada em serviço anterior ao ano de 1995, considerando que a Lei 9.249/1995 revogou a correção monetária das demonstrações financeiras. Indicamos que é essencial que todas essas definições estejam claras e públicas na próxima etapa de revisão. 3) A Abrace ressalta que merece destaque a fragilidade que esse método apresenta ao induzir o sobreinvestimento, incentivando os investidores a manter ativos redundantes ou superdimensionados na base de ativos de forma a obter retorno sobre eles, assim como a desvantagem de não considerar a obsolescência tecnológica dos ativos.

Sobre o risco de reconhecimento dos investimentos prudentes e eficientes, a Agência deve ter uma atuação forte e expressiva, de forma a minimizar os efeitos negativos de uma base de avaliada pelo custo contábil. Nesse sentido, reforça-se a necessidade de estabelecimento de mecanismos de fiscalização juntamente com efetiva utilização de conceitos de investimentos prudentes na composição da base de ativos a ser remunerada.

Vale ressaltar que a conceituação de investimento prudente passa pelo entendimento de que devem ser investimentos efetivamente realizados no âmbito da concessão, de forma criteriosa, atentando-se para a eficiência na alocação dos recursos, bem como na aquisição dos mesmos. Ademais, a análise da prudência deve ser complementada pela observância da modicidade tarifária, pois os investimentos devem ser também compatíveis com a capacidade de pagamento dos consumidores.

4) Sobre a desvantagem da obsolescência tecnológica, a Abrace sugere a migração para um método de valoração que considere o valor corrente do ativo, ou seja, o valor de substituí-lo por outro nas mesmas condições, considerando a tecnologia atual. Método similar utilizado por outros reguladores brasileiros que é o custo de reposição, que além de considerar a tecnologia atual para os ativos tem a finalidade de emular um ambiente competitivo de mercado nas concessões públicas. Esse objetivo deve ser buscado pela Arsesp na próxima revisão.

## 2. Plano de Investimentos para o Quarto Ciclo Tarifário

A Arsesp deve estabelecer uma metodologia para avaliação do plano de investimentos proposto pelas concessionárias para o quarto ciclo tarifário. A Nota Técnica RTG nº 002/2014 contempla esse ponto de forma sucinta e, apesar de indicar diretrizes importantes, não deixa clara a metodologia que será aplicada na próxima etapa da revisão para análise e ajustes do plano de investimentos propostos pelas concessionárias. Assim, não é possível conhecer integralmente a metodologia que a Arsesp pretende utilizar para avaliar e aprovar o plano de investimentos proposto por cada concessionária para fins de definição tarifária do quarto ciclo.

Uma metodologia pré-estabelecida de análise do Plano de Investimentos é necessária para haja previsibilidade quanto aos fatores a serem considerados pelo regulador na adequação e aprovação da proposta da concessionária, permitindo um acompanhamento mais transparente e simples pelo mercado. Esse aspecto torna-se especialmente importante visto que a regulação tarifária por *price cap*, junto ao fato de que a cobrança dos investimentos via tarifa ocorre *ex-ante* à realização dos mesmos, incentiva a concessionária à propor um plano de investimentos maior do que a sua real expectativa, o que coloca em risco a modicidade tarifária.

Apesar de as diferenças serem corrigidas na revisão tarifária seguinte e pelo Fator K anualmente, esse fato gera um financiamento compulsório dos consumidores à concessionária (a Abrace apresenta uma proposta de penalidade na próxima seção).

O plano deve permitir um equilíbrio entre a modicidade tarifária e as necessidades de investimentos da concessionária para a expansão e recomposição adequada da sua base de ativos.

Dessa maneira, a Abrace sugere os seguintes aperfeiçoamentos à proposta da Arsesp em relação à avaliação dos investimentos propostos, apresentada no item 3.1.4 da NT em tela:

- 1) Submeter cada projeto de investimento a análises que levem em conta a rentabilidade, prudência, economicidade e viabilidade econômico-financeira, com a devida apresentação aos agentes do seus resultados, a fim de se identificar a contribuição de cada aporte à concessão e o seu custo-benefício para a expansão do mercado e diluição dos custos.
- 2) Os investimentos previstos para cada classe de consumo deverão respeitar os limites impostos pela viabilidade de cada segmento, sem que os seus custos sejam alocados na estrutura tarifária de outras categorias pela criação de subsídios cruzados.
- 3) Apenas custos eficientes devem ser considerados, incluindo comparação com benchmarks de mercado e até mesmo cotações com empresas do setor.
- 4) Considerar a capacidade de inclusão de novos clientes tendo em vista a realidade atual do mercado nacional de gás natural e a sua competitividade com energéticos substitutos e, especialmente para as indústrias, a competitividade do gás natural em países competidores.

### 3. Avaliação dos Investimentos do Terceiros Ciclo Tarifário

Naturalmente, os investimentos realizados em acordo com o plano aprovado na última revisão tarifária devem ser incorporados à base de ativos da concessionária, respeitando o custo previsto naquela oportunidade.

A Abrace concorda com a proposta da Arsesp de que “se o valor não é considerado eficiente ou razoável, ele deve ser corrigido para sua inclusão na Base. Quando os investimentos não cumprem com os critérios de prudência, utilidade ou razoabilidade não cabe a sua inclusão na BRR”, uma vez que a regulação deve incentivar a eficiência dos custos e proteger os consumidores de custos acima daqueles aprovados pelo regulador, conforme o princípio de modicidade tarifária. Entretanto, entende-se como um aprimoramento o estabelecimento de parâmetros objetivos para definição dos critérios acima mencionados.

A Abrace também solicita que seja realizado um levantamento de quais investimentos previstos deixaram de ser executados pelas concessionárias. Esse tipo de ocorrência tem consequência importante para a concessão, uma vez que os consumidores transferiram esses valores para as distribuidoras através das tarifas e as financiaram ao longo do próprio ciclo. Assim, eventual saldo financeiro acumulado pela não execução de um investimento conforme planejado deve ser ressarcido aos consumidores durante o quarto ciclo tarifário, com as devidas correções de inflação, sob o risco de remuneração ilegítima pelas concessionárias e da consequente quebra do equilíbrio econômico-financeiro da concessão em desfavor dos consumidores.

Nesse ponto, é importante notar que, se o capital necessário para os investimentos de um ciclo está sendo provido pelos consumidores no próprio ciclo, então se pode argumentar que o mesmo não deveria ser remunerado, uma vez que não se trata de capital próprio e que é obtido sem custo.

Adicionalmente, caso não cumpra o plano de investimentos no âmbito da concessão, as concessionárias acumulam saldos financeiros disponíveis para aplicação financeira em ambiente exterior à concessão, onde as taxas de retorno em geral têm a Selic como referência.

Outro ponto de destaque que se abre para o debate nesta revisão tarifária é a criação de um mecanismo que incentive as concessionárias a cumprirem os planos de investimentos acordados para cada ciclo tarifário. Conforme dito anteriormente, a distribuidora tem um incentivo que pode levá-la a apresentar estimativas superdimensionadas do seu plano durante a revisão tarifária, onde eventuais desvios em relação ao planejado geram um financiamento dos consumidores às distribuidoras, que somente será devolvido depois de um prazo de 5 a 10 anos.

Tal conflito de interesses coloca em risco a modicidade tarifária, fazendo-se necessário o compartilhamento do risco do planejamento com as concessionárias.

Diante do exposto acima, a Abrace apresenta as seguintes propostas ao item 3.1.3.2 da NT RTG nº 002/2014:

- 1) Se for constatado que a concessionária não cumpriu integralmente seu plano de investimentos, o saldo acumulado deve ser (i) atualizado pelo IGPM do período, (ii) ser corrigido pela taxa de juros de mercado, Selic por exemplo, do período compreendendo o início do ciclo em análise até o final do ciclo seguinte e (iii) ser devolvido aos consumidores integralmente nas tarifas.
- 2) No que se diz respeito à proposta da Arsesp de possibilitar a inclusão de investimentos não implementados no terceiro ciclo no plano de negócios do próximo período tarifário, é importante ressaltar que mesmo que alguns dos investimentos venham a ser considerados no ciclo seguinte, é essencial que sejam feitas as devoluções de inflação e de custo de oportunidade citadas no item anterior.
- 3) Para garantir a transparência de todo o processo e permitir que os consumidores tenham condições de verificar os resultados, a Arsesp deve apresentar toda a memória de cálculo à respeito da apuração dos saldos e correção dos mesmos, assim como a sua devolução às tarifas.
- 4) Deve-se criar um mecanismo de incentivo regulatório às concessionárias para o cumprimento dos seus planos de investimentos, com a criação de uma penalidade caso as mesmas não os cumpram além de um limite pré-estabelecido. O mecanismo deve estimular as distribuidoras a realizarem os investimentos previstos, com o objetivo de eliminar o conflito de interesses e reduzir o esforço regulatório da Arsesp, garantindo assim a modicidade tarifária.
- 5) Aferir o saldo de investimentos eventualmente não realizados pelas distribuidoras com periodicidade anual e aplicar o mecanismo de penalidade conforme contribuição acima.

#### **4. Projeção de Volumes**

A proposta apresentada pela Arsesp no item 3.1.1 da NT RTG nº 002/2014 contempla aspectos importantes para a avaliação do mercado potencial das concessionárias, elemento esse que tem impacto muito significativo no cálculo do PO. Primeiramente, é importante destacar que, dado o significativo impacto nas tarifas pela natureza da fórmula do cálculo do PO, a regulação tarifária parece criar um incentivo à projeções subestimadas do consumo futuro dos clientes existentes, assim como de potenciais clientes pertencentes a categorias de consumo que não estão no foco do planejamento de expansão da distribuidora. Assim, a Abrace propõe que a projeção de volumes seja realizada de maneira próxima à avaliação do plano de investimentos. Também reforça que as análises devem ser transparentes, com abertura total dos dados e ampla participação dos consumidores, buscando a isonomia de informações entre todas as partes da concessão.

Em referência à proposta da Arsesp no mesmo item 3.1.1, a avaliação do potencial de cada mercado deve ser realizada em duas frentes, considerando: o caso dos clientes existentes, e o caso dos clientes em potencial.

A análise nessas duas frentes se deve ao fato de que, para cada categoria de consumo, os clientes já ligados às distribuidoras e que já consomem gás natural têm uma lógica diferente em relação aos que consomem energéticos concorrentes, uma vez que os primeiros já tomaram a decisão da escolha pelo gás natural, o que lhes gerou custos para a adaptação ao combustível no momento dessa escolha. Assim, em muitos casos, há uma inibição quanto a uma decisão de substituição do gás natural, visto que isso implicaria em gastos adicionais. Esse planejamento dos consumidores é essencialmente de longo prazo, seja qual for a sua natureza. Tal situação é ainda mais relevante no mercado industrial, dado os elevados custos envolvidos, além de restrições ambientais e tecnológicas para a substituição do gás natural, especialmente para o uso de óleo combustível.

Para o primeiro caso, a análise dos consumidores existentes deve considerar (i) o perfil de consumo dos clientes e (ii) a probabilidade de desligamentos. Porém, o horizonte temporal de cinco anos torna complexa a projeção de consumo, sendo que quaisquer metodologias terão erros associados.

Sobre o item (i), como explicado acima, a escolha entre o gás natural e a substituição por energéticos concorrentes é uma decisão de longo prazo, e por isso a Abrace considera mais aderente à realidade a adoção da premissa de que nenhum cliente se desligará das distribuidoras durante o período analisado. Naturalmente, devem ser feitas exceções para aqueles clientes que já tiverem informado seu desligamento. Também cabe aqui uma avaliação do histórico de desligamentos para corroborar tese de aderência à realidade.

Sobre o item (ii), o perfil de consumo dos clientes existentes, os únicos segmentos que apresentam variação mais marcante devido a fatores externos à concessão são o industrial e o termelétrico. Os demais têm uma tendência a manter o perfil de consumo. Sobre o industrial, o consumo depende das condições de competitividade e da atividade industrial; o segundo depende da quantidade de chuvas e do despacho do Operado Nacional do Sistema Elétrico. Em ambos os casos, estimativas de cinco anos são complexas e não é possível ter acerto total. Devido à natureza de consumo firme da indústria e altamente flexível das termelétricas, a Abrace sugere considerar o consumo máximo industrial e o consumo médio dos últimos anos para as térmicas, ponderando, para estas últimas, os cenários prospectivos do ONS para despacho térmico dos próximos anos. O devido ajuste entre a diferença entre a projeção e o realizado deve ser considerado na próxima revisão tarifária.

No segundo caso, em relação aos consumidores potenciais, a Abrace concorda com a proposta da Arsesp de “Uma avaliação do mercado factível, através do levantamento de dados do mercado potencial na área de concessão, e a avaliação dos investimentos requeridos para atender novos clientes desse mercado, complementados com estudos de sensibilidade de preço (competitividade)”. Porém, a Abrace entende que a proposta da Arsesp pode ser aprimorada com a avaliação conjunta do Plano de Investimentos, especialmente no que se refere ao limite de investimentos possíveis em cada categoria de mercado que não venha a ferir a sua competitividade na margem, considerando que os mesmos não poderão ser alocados na estrutura tarifária de outras categorias pela criação de subsídios cruzados (exposto anteriormente neste documento).

## 5. Fator X

A Abrace reconhece como referência na regulação da distribuição de gás canalizado brasileira a proposta de metodologia para definição do Fator X das distribuidoras do estado de São Paulo. A Arsesp, inclusive, ao adotar uma abordagem baseada no desempenho histórico das concessionárias, em detrimento da análise prospectiva baseada no Plano de Negócios proposto, realiza um importante aprimoramento de sua metodologia, alinhado, por exemplo, com as práticas adotadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel para a definição do Fator X das distribuidoras de energia elétrica.

Entretanto, a associação entende que há ainda espaço para aprimoramentos, em particular no que diz respeito ao piso e teto para o parâmetro. Tendo em vista que o Fator X tem por objetivo i) incentivar ganhos de produtividade pelo agente regulado e ii) compartilhar parte desses ganhos com os consumidores, da mesma forma que ocorreria em uma mercado concorrencial, não parece haver qualquer justificativa técnica para impor a ele um limite superior, como o de 2%, proposto pela Arsesp.

O entendimento da Abrace, respaldado pela prática adotada amplamente por agências reguladoras diversas, inclusive a Aneel, é de que ao impor um limite máximo para o Fator X, há uma barreira regulatória que impede que eventuais ganhos de produtividade sejam compartilhados com consumidores.

Além disso, quando adequadamente ajustado, o Fator X não produz um desincentivo aos ganhos de produtividade, como é apresentado pela Arsesp na Nota Técnica RTG Nº 002/2014. O efeito que se espera, na verdade, é o oposto, uma vez que, estabelecido um parâmetro de eficiência, o agente regulado deverá buscar, no mínimo, este parâmetro, para evitar incorrer em redução de sua margem. Não há, portanto, necessidade de imposição de um limite máximo para o Fator X.

## 6. Custos Operacionais

A metodologia a ser adotada pela Arsesp para o OPEX possui grande importância, pois será parte integrante da base para determinação do valor de margem máxima. Vale ainda ressaltar que, de acordo com a metodologia de cálculo estabelecida, o OPEX dos primeiros anos dos ciclos tarifários promove uma elevação da margem, portanto carecem de uma avaliação mais precisa.

A fim de determinar um nível de eficiência de OPEX a ser aceito no fluxo de caixa descontado, se faz necessária uma avaliação de indicadores de produtividade. Estes indicadores permitem a realização de análise comparativa entre empresas com diferentes extensões de rede (km), volume de gás comercializado (m<sup>3</sup>) e número de consumidores atendidos, além de comparar os valores históricos despendidos com os projetados no Plano de Negócios da própria companhia. A partir da análise comparativa é possível definir um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, considerando o nível de custos das concessionárias, as

características das áreas de concessão e o desempenho quanto à qualidade do serviço prestado.

O índice de produtividade a ser utilizado para os custos operacionais deverá observar a evolução técnica no período de análise e o nível de expansão em termos de unidades consumidoras e das redes. Apesar de a análise estar descrita na nota técnica, não são elucidados quais índices serão utilizados. Desta forma, a Tabela 6.1 abaixo sugere alguns indicadores que poderão ser utilizados na análise.

**Tabela 6.1 – Indicadores para Avaliação dos Custos Operacionais das Concessionárias**

#	INDICADORES	UNIDADE
1	Custo Total/ Consumidor	R\$/ Consumidor
2	Custo Total/Redes	R\$/km
3	Custo Total/Volume	R\$/m <sup>3</sup>
4	Consumidor/Rede	Consumidor/km
5	Volume/Rede	m <sup>3</sup> /km
6	Operação e Manutenção/ Consumidor	R\$/ Consumidor
7	Operação e Manutenção /Redes	R\$/km
8	Operação e Manutenção /Volume	R\$/m <sup>3</sup>
9	Pessoal/ Consumidor	R\$/ Consumidor
10	Pessoal/Redes	R\$/km
11	Pessoal /Volume	R\$/m <sup>3</sup>
12	OPEX/CAPEX	%

- Os indicadores 1, 2 e 3 demonstram a eficiência do total desembolsado e projetado do OPEX em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos.
- Os indicadores 4 e 5 demonstram a eficiência na comercialização do gás, ou seja, no número de consumidores e volume de gás comercializado em relação a extensão da rede.
- Os indicadores 6, 7 e 8 demonstram a eficiência do valor desembolsado e projetado com Operação e Manutenção em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos. Este indicador é importante, uma vez que os gastos com Operação e Manutenção representam historicamente mais de 25% do custo total de OPEX.

- Os indicadores 9, 10 e 11 demonstram a eficiência do valor desembolsado e projetado com Pessoal em relação a extensão da rede, volume de gás comercializado e número de consumidores atendidos. Seu destaque é importante, uma vez que os gastos com Pessoal representam historicamente mais de 20% do custo total de OPEX.
- O indicador 12 demonstra a eficiência do valor desembolsado e projetado dos custos totais em relação à Base de Ativos Regulatórios.

Estes números não devem ter uma variação positiva elevada ao longo do tempo e atentando-se principalmente com a variação dos primeiros anos que possuem maior influência. Os custos operacionais contábeis utilizados nas análises comparativas dizem respeito somente à atividade operacional e incluem custos com Pessoal, Administradores, Materiais, Serviços e Outros.

O regulador deve realizar uma avaliação de benchmarking desses indicadores junto à distribuidoras nacionais e de outros países. O objetivo é incentivar as concessionárias à buscarem eficiência no OPEX, considerando ganhos de escala e a maturidade da concessão.

A fim de alcançar o objetivo regulatório de determinar os custos OPEX associados as atividades da Concessionária para a prestação de serviços eficientes e adequados que serão validados no processo tarifário, propõe-se elucidar os indicadores de produtividade que serão utilizados nas análises para comparação com outras empresas nacionais e de outros países.

Acredita-se que a inclusão dos indicadores propostos é possível capturar o impacto das variáveis mais críticas ao OPEX, buscando encontrar os níveis eficientes e assim estabelecer intervalos de valores esperados para estes custos.

Considera-se que neste ciclo o regulador tem a oportunidade de exigir metas mais ambiciosas, procurando assim alcançar níveis de eficiência mais próximos aos padrões internacionais.

## **7. Estrutura Tarifária**

A metodologia de estrutura tarifária deve considerar na alocação das margens de distribuição de cada categoria de consumidor os custos envolvidos, os ativos à disposição para seu atendimento e o critério de razoabilidade, criando-se um sinal adequado para a expansão da malha de distribuição. A metodologia da Arsesp deve ser transparente, com abertura total dos dados na consulta pública da próxima etapa da revisão tarifária.

Complementarmente, a metodologia deve garantir que não incidam subsídios cruzados entre categorias distintas. Dada a regulação do serviço de distribuição de gás canalizado no estado de São Paulo, existe um incentivo que pode levar as concessionárias a apresentarem propostas de estrutura que reduzam, além do limite de eficiência, as margens das categorias para as quais desejam aumentar o número de clientes e as vendas, em detrimento da competitividade de outras categorias que possam ter seu consumo mais estabilizado. No caso de São Paulo, é sabido que as distribuidoras desejam expandir o mercado residencial e comercial, assim como

que o mercado industrial está perto da saturação e do seu limite de competitividade frente a outros países.

Em relação às Tarifas para grandes usuários com alto fator de carga/ Encargo por capacidade, a Abrace sugere a sua não adoção pela Arsesp, pois o sistema de *take or pay* já garante a estabilidade na receita da concessionária, e geralmente 70% da receita fica assegurada. Ainda, existe um significativo risco de subsídio cruzado entre consumidores.

Embora a NT da Arsesp enfatize que a base de cálculo será fornecida pela empresa e as propostas deverão ser fundamentadas, ela não traz à luz desta proposta metodológica as justificativas do porque utilizar os consumos superiores a 500.000 m<sup>3</sup> /mês com supressão das tarifas diferenciadas em estrutura tarifária. A nota técnica com a metodologia para definição do encargo de capacidade deve ser apresentada, antes da definição final desta proposta metodológica. Assim, seu não detalhamento deverá postergar tal decisão para inclusão ou não do encargo de capacidade para o próximo ciclo de revisão tarifária.

## 8. Perdas

As perdas devem constituir uma meta de qualidade para as concessionárias, pois elas recolhem pelas tarifas uma provisão destinada à O&M para manter a qualidade do serviço prestado. Assim, a Abrace propõe que, além do plano de metas apresentado pelas concessionárias de gás natural, a Arsesp crie metas claras por segmento de consumo para cada uma das concessionárias do estado de São Paulo.

Esta meta pode ser progressiva, com um alvo de longo prazo próximo de zero, a exemplo do que já ocorre nas revisões tarifárias de gás canalizado de Alagoas, onde o regulador considera a perda como nula.

Esta contribuição baseia-se no fato de que os custos operacionais já contemplam despesas relacionadas à manutenções e reinvestimentos necessários à mitigação das perdas. Além disso, a definição de uma trajetória de redução de perdas, medida adotada, por exemplo, pela ANEEL com as distribuidoras de energia elétrica, também oferece um incentivo ao combate ao desperdício.

**Elaboração:**

**Rodolfo Zamian Danilow**

*Especialista em Energia Térmica*

**Rivaldo Moreira Neto**

*Especialista em Energia*

**Camila Schoti**

*Coordenadora de Energia*

**Paulo Pedrosa**

*Presidente Executivo*

**Consultorias Externas:**

**Cibelle Amorim – Amorim Ferreira Consultoria**

**Thymos Energia**