



**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

<b>1. Objetivo .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Introdução.....</b>	<b>3</b>
<b>3. Perdas na distribuição de gás natural .....</b>	<b>3</b>
3.1. Perdas Totais .....	4
3.2. Recopilação de perdas regulatórias.....	4
<b>4. Proposta para determinação do Índice de Perda Global (IGP).....</b>	<b>7</b>
4.1. Benchmarking de porcentagens de perdas reconhecidas .....	7
4.2. Valores de perdas de gás históricos da concessionária .....	8
4.3. Definição do IGP regulatório.....	9
<b>5. Aplicação do IGP.....</b>	<b>9</b>
<b>6. Bibliografia .....</b>	<b>10</b>

# 1. 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.

## 2. 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.

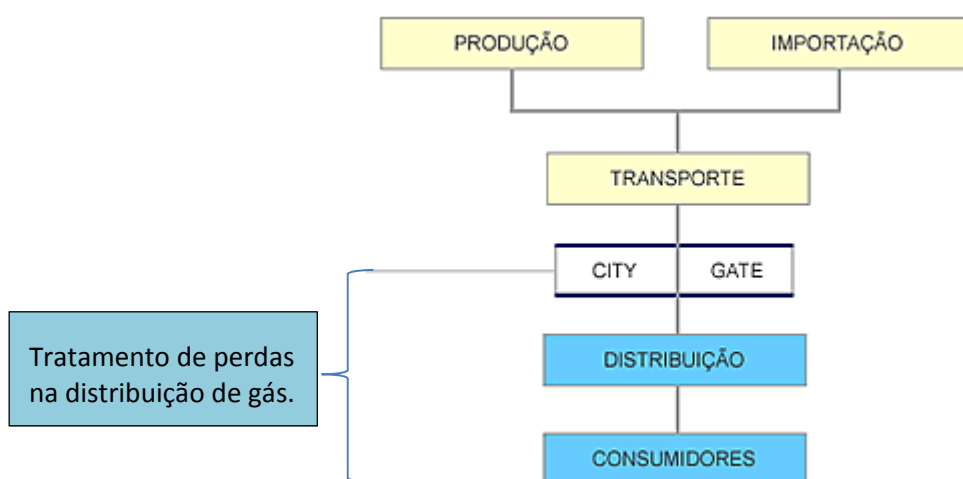
O nível de perdas regulatórias será determinado a partir de uma comparação dos valores reconhecidos pelos reguladores do serviço de gás natural canalizado no Brasil e as perdas históricas da própria concessionária.

## 3. Perdas na distribuição de gás natural

A rede de distribuição tem o objetivo de fornecer gás natural desde o “city gate<sup>1</sup>” 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 1: Tratamento das perdas técnicas e não técnicas**



Fonte: Elaboração Própria

<sup>1</sup>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.

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 contabilizado<sup>2</sup>, 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).

### **3.1. 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.

### **3.2. 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:

---

<sup>2</sup>Gás 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 2: 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 3: 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 4: 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%	-0,46%	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%.

## 4. 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.

### 4.1. Benchmarking de porcentagens de perdas reconhecidas

Para a determinação do índice de perdas global da concessionária foi feito uma recopilção 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%**<sup>3</sup>.

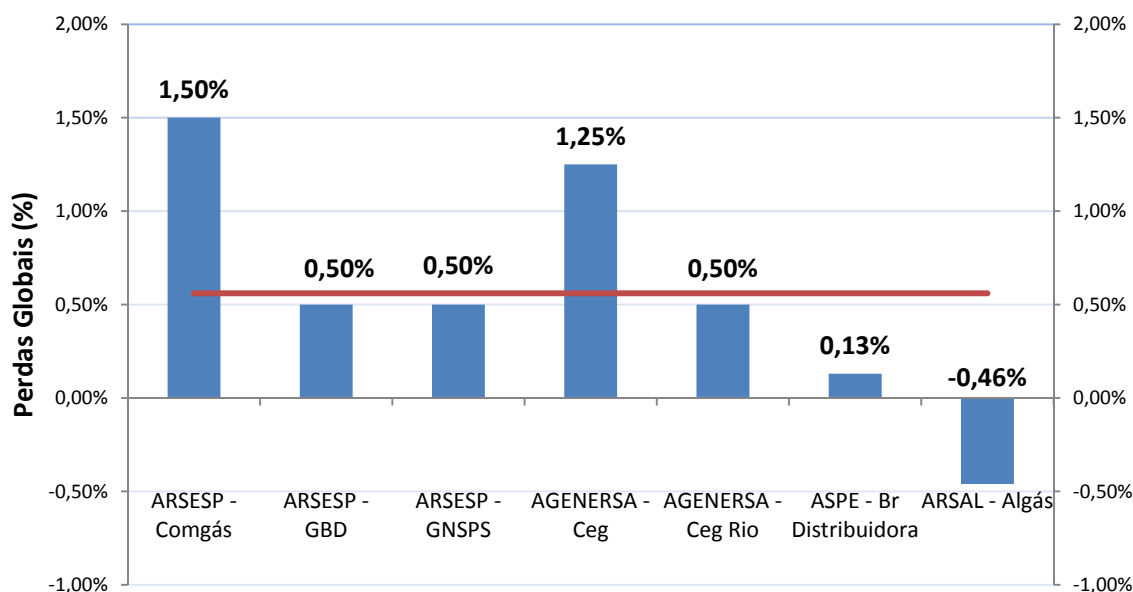
A seguir se apresenta detalhamento dos valores recopilados de perdas reconhecidas no Brasil:

**Tabela 1: 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%

<sup>3</sup> 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 5: 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 2: Nova amostra para a determinação do IGP.**

Ano	Ente Regulador	Estado	Perdas Globais reconhecidas
2014	ARSESP - GBD	SP	0,50%
2014	ARSESP - GNPS	SP	0,50%
2016	AGENERSA - CEG Rio	RJ	0,50%
2016	ASPE - BR Distribuidora	ES	0,13%
<b>Média da Amostra</b>			<b>0,41%</b>

## 4.2. 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 uso<sup>45</sup>.

Com essa informação apresentada pela concessionária, a SEDECTES estimará um valor de perdas históricas de concessionária.

### 4.3. 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.

## 5. 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 1: 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<sub>t</sub>*: Custo de gás e transporte acrescido das perdas no período t;

*IGP<sub>rec t</sub>*: Índice de perda global regulatório no período t, em %;

*Pr<sub>t</sub>*: Preço de aquisição de gás e transporte no período t;

*Vr<sub>t</sub>*: Volume de gás no período t (comercializado pela concessionária).

---

<sup>4</sup> Informação dos últimos 3 anos.

<sup>5</sup> A concessionária deve procurar compatibilizar as informações fornecidas a SEDECTES, em razão da diferença entre as datas de fornecimento e a data de faturamento.

## 6. 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