

# Revisão Tarifária Quinquenal CEG e CEG RIO

*4º Ciclo tarifário*



# Sumário

- O Processo de Revisão Tarifária
  - Visão Geral do funcionamento do processo de Revisão no Rio de Janeiro
  - Análise da Taxa de Remuneração de Capital (TRC)
  - Análise da Projeção de Demanda
  - Análise da Projeção de Custos Operacionais
  - Análise da Proposta de Investimentos e Base de Remuneração de Ativos
  - Análise da Compensação dos Investimentos Não Realizados
  - Análise da Compensação da Retroatividade
  - Proposta de Índice de Reposicionamento Tarifário GE (m)
- Conclusões
- Anexos

# Princípios

- Transparência
- Prudência
- Consistência
- Estrutura Tarifária
- Incentivo a eficiência

# Contrapontos

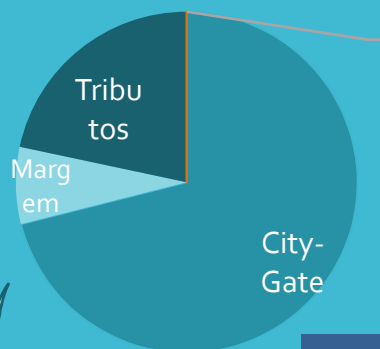
- Embate entre dois monopolistas numa indústria de rede
- Incumbente – Transparência nos preços de aquisição
- Equilíbrio entre volume e tarifas
- Estrutura tarifária e subsídio cruzado
- Competição com outros energéticos

# O Processo de Revisão Tarifária

Visão Geral do funcionamento do processo de Revisão no Rio de Janeiro

# O Processo de Revisão Tarifária

## Composição da Tarifa



Valor repassado ao cliente

Valor repassado ao cliente

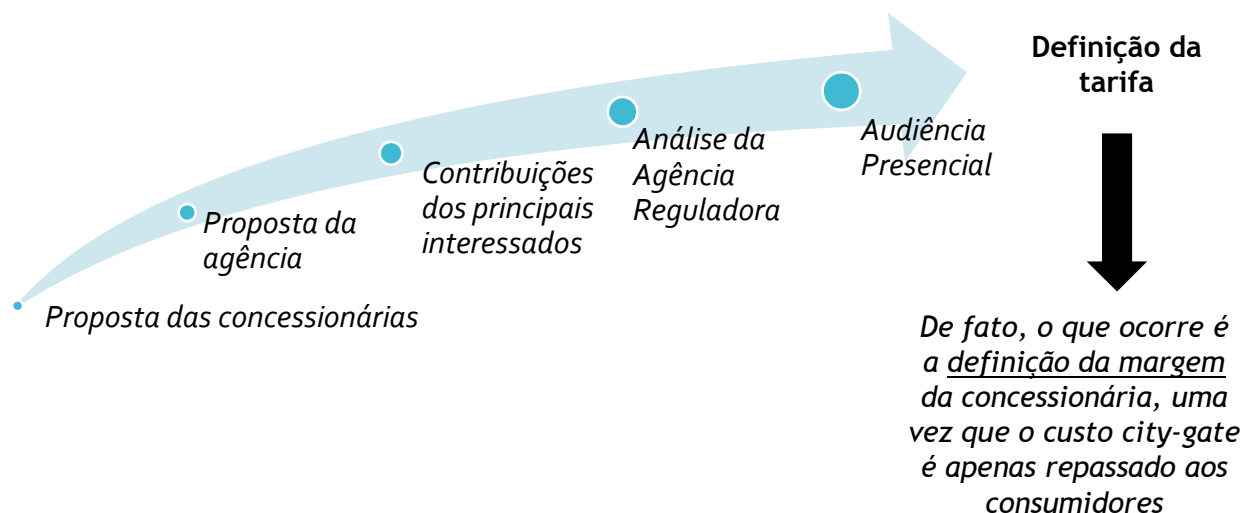
## Formação da Margem

- Demanda Prevista
- Custos Operacionais
- Investimentos Futuros
- Base de Remuneração de Ativos
- Taxa de Remuneração de Capital



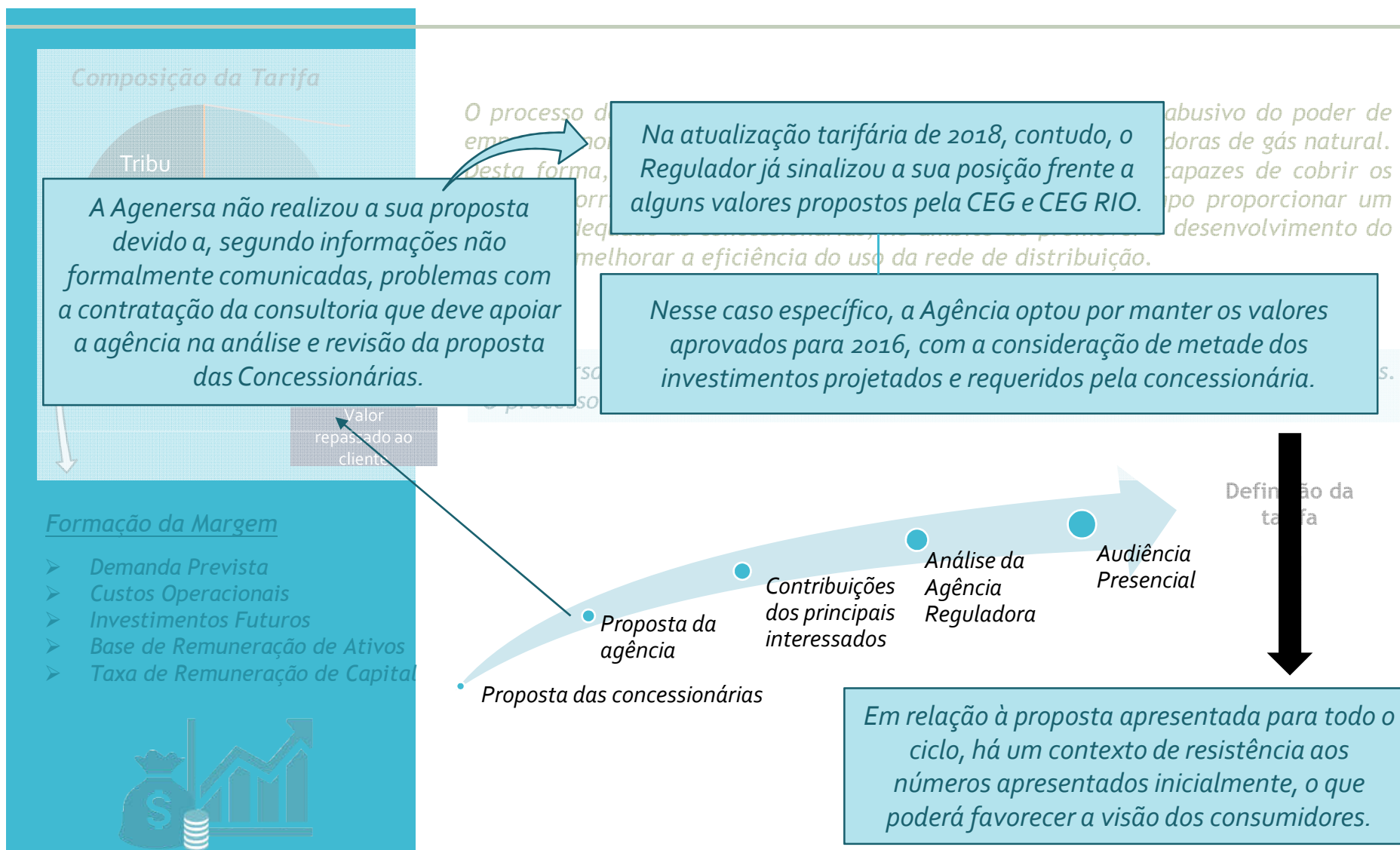
Revisões Tarifárias Periódicas têm por objetivo equilibrar o poder “natural” de monopólio das empresas de distribuição com o direito dos consumidores de receber serviços eficientes com modicidade tarifária. Desta forma, este processo busca definir tarifas que sejam capazes de cobrir os custos incorridos no sistema de distribuição e ao mesmo tempo proporcionar um retorno adequado às concessionárias.

A Agenesra realiza o processo de revisão tarifária no Rio de Janeiro a cada 5 anos. O processo de revisão envolve a seguinte cronologia:



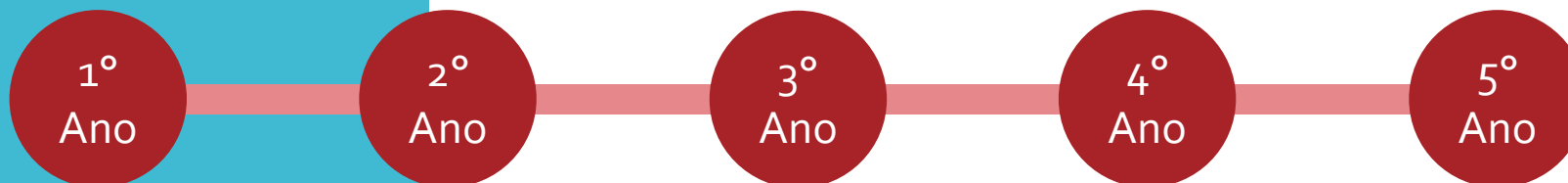
De fato, o que ocorre é a definição da margem da concessionária, uma vez que o custo city-gate é apenas repassado aos consumidores

# O Processo de Revisão Tarifária



# O Processo de Revisão Tarifária

## Impacto do Atraso da Revisão Tarifária



*O contrato de concessão prevê que os valores utilizados como base no processo de revisão tarifária sejam referentes ao mês de dezembro do 4º ano de cada ciclo, tendo em vista que a revisão para o ciclo seguinte deve ocorrer durante o 5º ano de cada ciclo. De forma geral, no processo de revisão, a CEG e CEG RIO utilizou como base os valores de Dezembro de 2016, seguindo o que é previsto no contrato de concessão.*

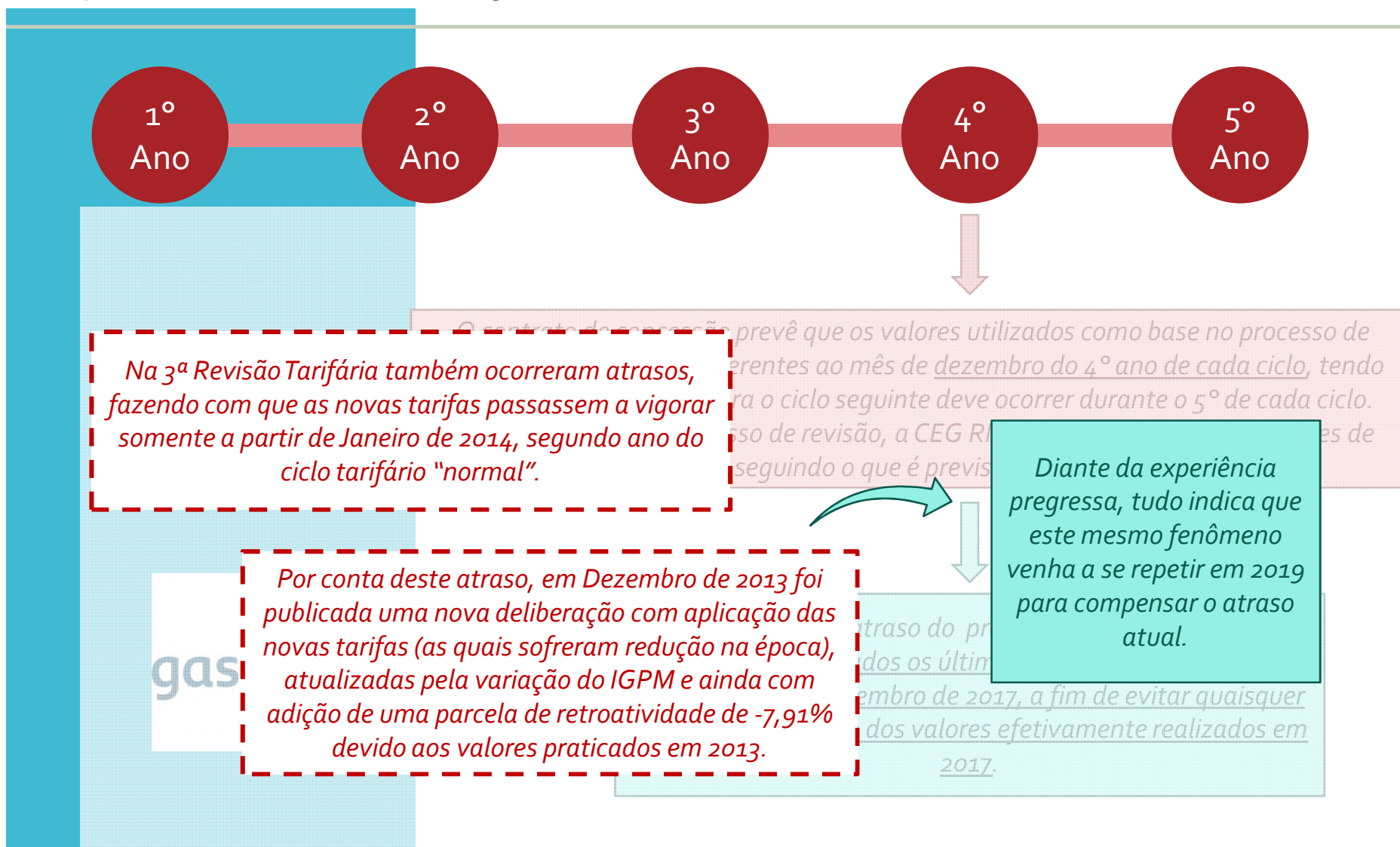
gasNatural  
fenosa

*Entretanto, dado o atraso do processo, a Gas Energy entende que a Agência deveria utilizar os últimos dados disponíveis, ou seja, valores de Dezembro de 2017, a fim de evitar quaisquer distorções a respeito dos valores efetivamente realizados em 2017.*



# O Processo de Revisão Tarifária

## Impacto do Atraso da Revisão Tarifária



# O Processo de Revisão Tarifária

## A proposta da CEG para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- A proposta da CEG contempla um incremento de 34% na margem atual da distribuidora; aumento de 7% na tarifa final.

Item	Taxa de Remuneração					12,23%
	2018	2019	2020	2021	2022	VP
Receita	646,2112	668,5406	674,9306	680,5721	686,923	R\$ 2.398,80
OPEX	280,50	281,17	281,86	282,55	283,20	R\$ 1.009,71
Receita Correlatas	16,11	16,29	16,54	16,93	17,12	R\$ 59,27
depreciação	29,95688	55,35854	58,12297	59,95946	62,24202	R\$ 184,51
Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	R\$ 142,63
Investimentos	137,92	243,9679	243,4964	234,6228	222,4648	R\$ 761,67
Compensação de Retroatividade	25,18					
Processos Regulatórios	3,64					
Base Inicial	3721,82					
Base Final	0	0	0	0	4033,58	R\$ 2.265,41
Ajuste Revisões	59,73					

Fator M proposto pela CEG: 1,35

# O Processo de Revisão Tarifária

## A proposta da CEG para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas



### Formação da Margem:

#### ➤ **Taxa de Remuneração de Capital (TRC)**

A concessionária apresentou uma TRC que apresenta espaços para revisão, sendo que o valor proposto é 25% maior do que o aprovado no processo anterior.

#### ➤ **Demanda Prevista**

À exceção do segmento de cogeração, geração distribuída e climatização, a CEG apresentou uma proposta de demanda praticamente estagnada mesmo em um ano de recuperação econômica.

#### ➤ **Custos Operacionais**

Os custos operacionais propostos pela CEG excedem em 20% os custos efetivamente realizados em 2016.

#### ➤ **Investimentos Futuros**

De forma geral, a concessionária não realiza os investimentos propostos na revisão tarifária, sendo que a Agenera já destacou que os valores propostos para o primeiro ano do ciclo não eram razoáveis.

#### ➤ **Base de Remuneração de Ativos (BRA)**

A BRA da concessionária é composta pela base de ativos atual e os novos investimentos. Portanto, a análise referente à BRA derivada da análise dos investimentos futuros.

# O Processo de Revisão Tarifária

## A proposta da CEG Rio para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- A proposta da CEG RIO contempla um incremento de 24,57% na margem atual da distribuidora;
- A GE apresentará na sequência uma análise de cada um dos parâmetros que afetam o cálculo do fator m.

moeda dez/16		Taxa de Remuneração: 12,23%				
CEG RIO	Ano					Valor Presente
Valores em Milhões R\$	2018	2019	2020	2021	2022	
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	151,47	151,37	154,09	156,77	159,46	552,52
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	62,02	62,46	64,26	66,24	68,13	230,33
III = 0,66*Receitas Correlatas	0,66	0,71	0,75	0,79	0,84	2,65
IV = 0,34*Depreciação	15,59	15,99	16,74	17,50	18,24	59,70
V = 0,34*Juros s/Capital Próprio	9,49	10,72	12,11	12,11	12,11	39,96
VI = Investimentos	64,55	66,29	67,44	70,17	63,83	237,92
VII = Compensação de Retroatividade	3,75					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	0,30					
IX = Base Inicial	918,60					
X = Base Final					1.030,62	563,67
XI = Ajuste Investimentos não realizados 2013-2017	36,64					
<b>m = Receita Requerida/Magens Não Reposicionadas</b>						
<b>m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - PV(V) + VP(VI) + VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)</b>						
<b>m =</b>						<b>1,2457</b>

A avaliação que será realizada envolve os dados apresentados na proposta da CEG RIO para a 4ª Revisão Quinquenal de tarifas. É importante ressaltar que muitos valores apresentados não são coerentes.

# O Processo de Revisão Tarifária

## A proposta da CEG RIO para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas



### Formação da Margem:

#### ➤ Taxa de Remuneração de Capital (TRC)

A concessionária apresentou uma TRC que apresenta espaços para revisão, sendo que o valor proposto é 25% maior do que o aprovado no processo anterior.

#### ➤ Demanda Prevista

À exceção do segmento de cogeração, geração distribuída e climatização, a CEG RIO apresentou uma proposta de demanda praticamente estagnada em todos os demais segmentos de consumo, o que não reflete a realidade histórica.

#### ➤ Custos Operacionais

Os custos operacionais propostos pela CEG RIO excedem em 70% os custos efetivamente realizados em 2016, de R\$ 55,34 milhões.

#### ➤ Investimentos Futuros

De forma geral, a concessionária não realiza os investimentos propostos na revisão tarifária, sendo que a Agenera já destacou que os valores propostos para o primeiro ano do ciclo não eram razoáveis.

#### ➤ Base de Remuneração de Ativos (BRA)

A BRA da concessionária é composta pela base de ativos atual e os novos investimentos. Portanto, a análise referente à BRA derivada da análise dos investimentos futuros.

# O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Taxa de Remuneração de Capital (TRC)

# Taxa de Remuneração de Capital

## Taxa Livre de Risco

A fórmula da TRC está estipulada no § 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de acordo com a metodologia do CAPM

- É a taxa utilizada pela concessionária para remunerar a sua base de ativos;
- A TRC representa o custo de oportunidade da empresa, ou seja, corresponde ao retorno mínimo a que a concessionária deveria receber para que seus investimentos tenham "sentido econômico".
- É importante ressaltar que o contrato de concessão fluminense é bastante "generoso" nesse sentido, à medida que estabelece uma metodologia que não considera custo de capital de terceiros (alavancagem) no cálculo, que seria o mais adequado e compatível com as melhores práticas.

Basicamente, durante o processo de revisão a Agência busca ajustar os parâmetros da fórmula de modo a definir uma taxa de remuneração que seja adequada à distribuidora e aos seus clientes, seguindo os preceitos determinados no contrato de concessão vigente.

$$TRC = r_l + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

Onde:

$r_l$  é a taxa livre de risco

$B$  é o parâmetro que relaciona a o risco sistemático (risco diversificável) do setor de atuação da CONCESSIONÁRIA ao retorno do mercado como um todo

Prêmio de risco é a diferença entre o retorno do mercado como um todo e a taxa livre de risco

$r_b$  é o "risco Brasil"



# Taxa de Remuneração de Capital

## Taxa Livre de Risco

$$TRC = r_f + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

- Uma mensuração de taxa livre de risco geralmente adotada nos modelos de avaliação são os juros pagos pelos títulos públicos emitidos pelo Tesouro Americano.



Um ativo livre de risco deve ter uma correlação quase nula com o mercado. Estudos estatísticos mostram que a utilização das taxas de retorno dos Treasury Bonds Americanos é a mais adequada.

A ANEEL utiliza a média dos retornos anuais dos Treasury Bonds com duration de 10 anos para um período de 30 anos.

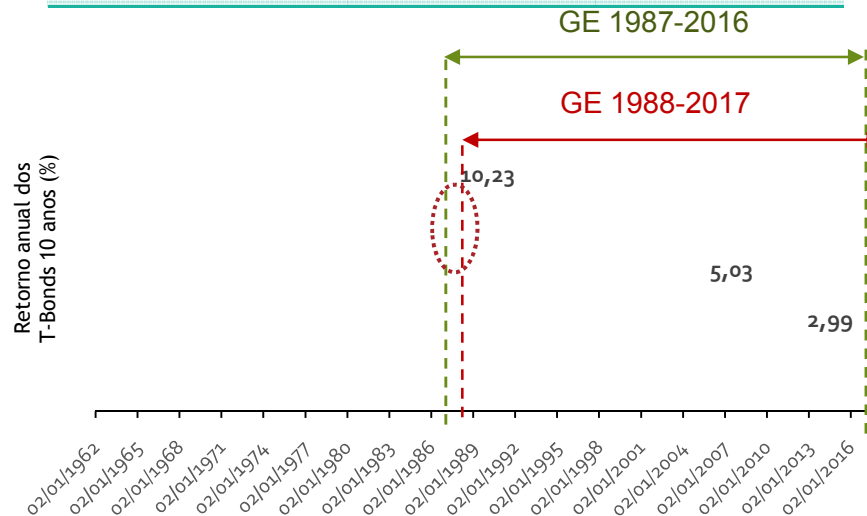
Pela maturidade alcançada pelo setor elétrico brasileiro, e as características compartilhadas entre os setores, as revisões tarifárias da ANEEL são um benchmark natural para as distribuidoras de gás natural do país.

Como a CEG e CEGRIO utilizou o mesmo critério da ANEEL (em seu último processo de revisão), a Gas Energy optou por manter o mesmo critério da concessionária, entretanto com os valores revisados para o período 1988 a 2017, em função do atraso do processo de revisão.

Ressalta-se, aqui, que a CEG e CEG Rio, no último ciclo, propôs intervalo de tempo de 10 anos, numa clara sinalização de discricionariedade da concessionária.

Média dos últimos 30 anos

Comparativo	Valor CEG e CEG RIO	Valor GE
Taxa Livre de Risco (%)	5,12%	4,92%



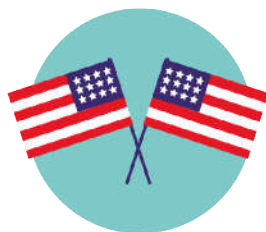
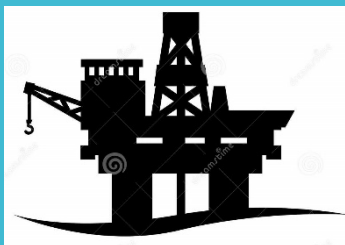


# Taxa de Remuneração de Capital

## Beta

$$TRC = r_f + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

- É uma medida do risco, utilizado para mensurar a volatilidade de um determinado ativo em relação ao mercado como um todo;
- Matematicamente é calculado pela razão covariância entre o retorno do ativo e do mercado e a variância do retorno do mercado.
- Assim como para o caso da taxa livre de risco, o mercado americano também é utilizado como referência para a definição do Beta.



Com base em dados de Janeiro de 2018 de uma amostra de 16 empresas norte americanas do setor de distribuição de óleo e gás, o valor do índice desalavancado foi de 0,71.

Como o modelo utilizado pelas cocessionárias é o CAPM, ou seja, prevê apenas a taxa de remuneração do capital próprio sem considerar o capital de terceiros, não há necessidade de realavancar o índice.

$\beta > 1$  Ativo muito volátil (maior risco que o mercado)

$\beta = 1$  Ativo Neutro (risco igual ao do mercado)

$\beta < 1$  Ativo pouco volátil (menor risco que o mercado)



Comparativo	Valor CEGe CEG RIO	Valor GE	Comgás <sup>1</sup>
Cálculo do Beta ( $\beta$ )	0,737	0,710	0,39

<sup>1</sup> Parâmetro aprovado para o 3º ciclo tarifário da Comgás (SP). Teve como base estudo realizado por consultorias contratadas pelo regulador da Grã-Bretanha (Ofgem) e respectivas concessionárias para o período de revisão 2010-2015.

# Taxa de Remuneração de Capital

## Prêmio de Risco

$$TRC = r_f + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

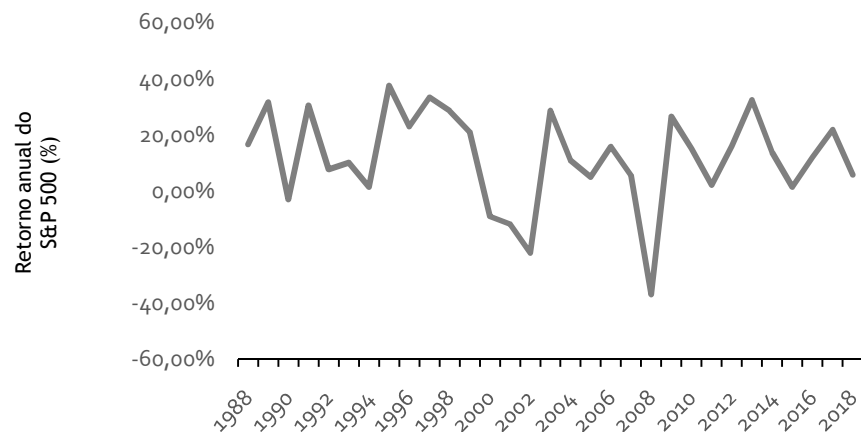
- É a diferença entre o rendimento dos títulos públicos brasileiros em relação à taxa considerada livre de risco;
- Conceitualmente, este "prêmio" reflete o risco incorrido em realizar investimentos em mercados de maior risco ao invés da opção por títulos públicos considerados de zero risco, como os T-Bonds americanos.

$$\text{Prêmio de risco} = r_m - r_f$$

Onde:

$r_m$  é o retorno do mercado como um todo

$r_f$  é a taxa livre de risco



## STANDARD & POOR'S 500

Utilizando novamente a Revisão Tarifária da ANEEL como base, o critério que a Gas Energy considera mais adequado para verificar o retorno do mercado é o índice S&P 500 (opção consolidada entre reguladores), que consiste em um índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque para o período de 30 anos (1988 a 2017).

Comparativo	Valor CEG e CEG RIO	Valor GE
Prêmio de Risco (%)	6,94%	7,24%

A CEG e CEG RIO utilizou janelas temporais distintas para a determinação dos valores de  $r_m$  (1926-2016) e de  $r_f$  (1987-2016) o que a GE considera uma inconsistência.

# Taxa de Remuneração de Capital

## Risco Brasil

$$TRC = r_f + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

- O risco-país é um indicador que tenta determinar o grau de instabilidade de uma economia a partir do cálculo do prêmio demandado pelo mercado para comprar ativos de um país em relação ao seu correspondente na economia americana. Trata-se de um parâmetro de grande importância, principalmente para países emergentes;
- O JP Morgan vem publicando estes dados, através do índice denominado Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI+).

A ANEEL utiliza como base a mediana da série histórica diária do EMBI+Brazil dos últimos 15 anos.

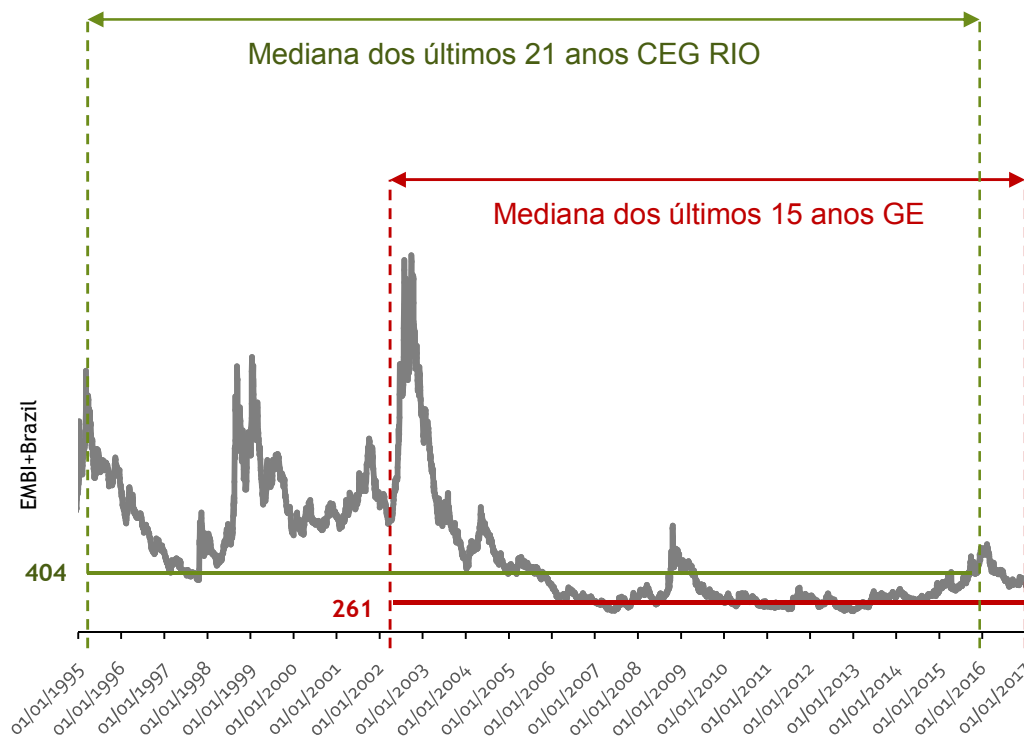


A CEG e CEG RIO optou por utilizar um intervalo mais abrangente, com base em um período de 21 anos.

Por se tratar de um índice muito volátil, a GE considerou mais adequado aplicar os parâmetros propostos pela ANEEL.

Destaca-se que, assim como no caso da Taxa Livre de Risco, a CEG e CEG RIO propôs intervalo de 10 anos no último ciclo, o que demonstra que não há busca por coerência em suas proposições, mas, tão somente, por resultados mais favoráveis.

Comparativo	Valor CEG e CEG RIO	Valor GE
Risco Brasil (%)	4,04	2,61



# Taxa de Remuneração de Capital

## Inflação Norte Americana

➤ A partir dos parâmetros abordados, obtém-se a taxa de remuneração de capital nominal. Para chegar-se à taxa de remuneração de capital real é aplicada a Equação de Fischer, apresentada abaixo.

$$Ke_{Real} = \left( \frac{1 + Ke_{nominal}}{1 + \text{inflação norte americana}} \right) - 1$$

Onde:

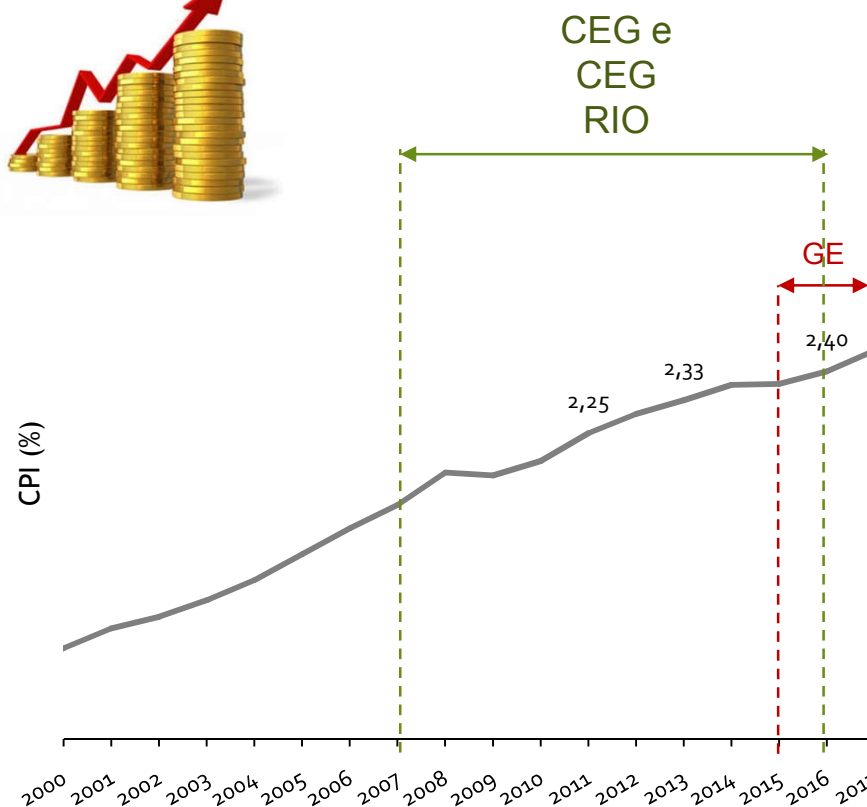
$Ke_{Real}$  é a taxa de remuneração de capital real

$Ke_{Nominal}$  é a taxa de remuneração de capital nominal

O índice que mede a inflação nos Estados Unidos é o CPI (Consumer Price Index).

A GE optou por utilizar os mesmos parâmetros da ANEEL para determinar a inflação, utilizando portanto uma janela de 3 anos.

Comparativo	Valor CEG e CEG RIO	Valor GE
Inflação Norte Americana (%)	1,82	2,41



# Taxa de Remuneração de Capital

## Proposta GE

Índice	Critério	Valor GE	Valor CEG
Taxa Livre de Risco (rl)	T. Bound de 10 anos - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	4,92%	5,12%
Cálculo do Beta ( $\beta$ )	Beta desalavancado	0,71	0,737
Prêmio de Risco	S&P 500 - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	7,24%	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 2002 a 2017	2,61%	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2015 a 2017	2,41%	1,82%
<b>Taxa de Remuneração Nominal</b>		<b>12,67%</b>	<b>14,27%</b>
<b>Taxa de Remuneração Real</b>		<b>10,02%</b>	<b>12,23%</b>

TRC Beta Comgás	TRC Vigente ANEEL	TRC Proposta 3º Ciclo	TRC Aprovada 3º Ciclo
7,76%	10,90%	11,17%	9,757%

*Realizando comparações com outros processos, verifica-se que a TRC proposta no 4º ciclo é superior aos valores verificados em processos de igual natureza do mercado, seguida pelo valor proposto no 3º ciclo. O fato de os valores propostos pela CEG e CEG RIO se mostrarem superiores aos demais, e a partir das análises realizadas anteriormente, é possível concluir que a distribuidora está utilizando parâmetros que sejam mais convenientes, e não aqueles que guardam coerência com critério transparente e objetivo.*

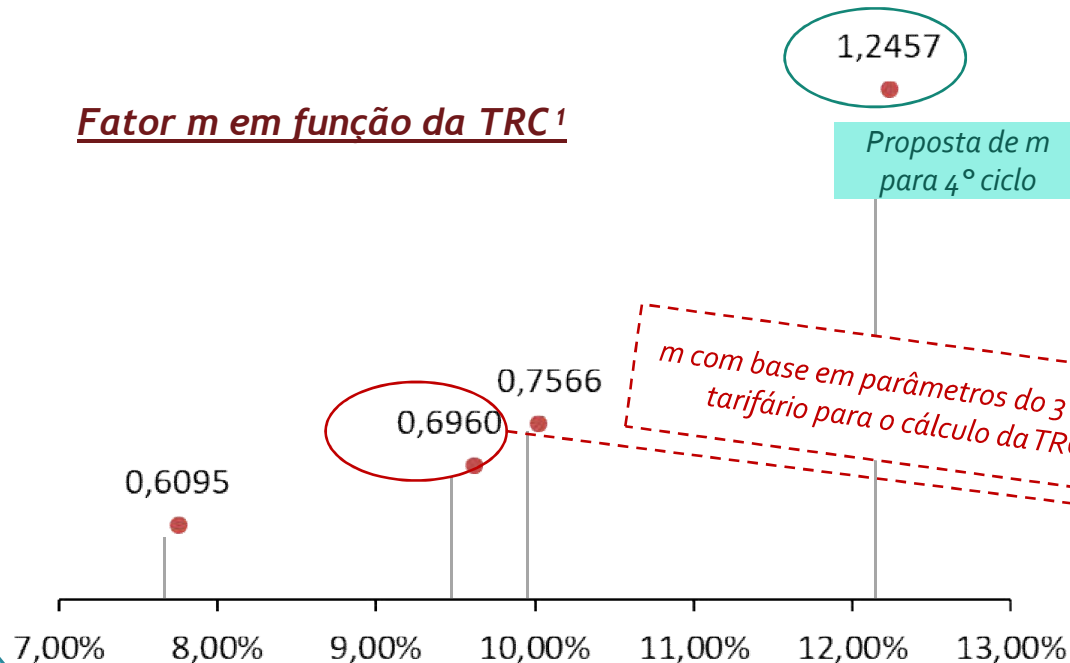
# Taxa de Remuneração de Capital

Impacto no m

Índice	Ceg Rio 3º Ciclo	GE	Ceg Rio 4º Ciclo
Taxa Livre de Risco (rl)	2,78%	4,92%	5,12%
Cálculo do Beta ( $\beta$ )	0,71	0,71	0,737
Prêmio de Risco	9,68%	7,24%	6,94%
Risco Brasil	2,61%	2,61%	4,04%
Inflação Norte Americana	2,41%	2,41%	1,82%
<b>Taxa de Remuneração Nominal</b>	<b>12,26%</b>	<b>12,67%</b>	<b>14,27%</b>
<b>Taxa de Remuneração Real</b>	<b>9,62%</b>	<b>10,02%</b>	<b>12,23%</b>

- Uso de parâmetros do 3º ciclo:
- TB 10 anos (últimos 10 anos);
  - Retorno S&P 500 últimos 85 anos;
  - EMBI + Brasil últimos 10 anos.

## Fator m em função da TRC<sup>1</sup>



Verifica-se que quando utilizamos os dados propostos pela CEG e CEG RIO no 3º ciclo e atualizamos para o ano de 2017, a TRC obtida é ainda menor do que a proposta apresentada pela GE.

É possível observar um grande conforto da concessionária quanto aos parâmetros utilizados na 4ª Revisão e uma notável inconsistência na sua política de escolha dos mesmos. Este fato é evidenciado quando analisamos o TRC que poderíamos alcançar aplicando os parâmetros do processo de revisão anterior.

# Taxa de Remuneração de Capital

## Proposta GE

Índice	Critério	Valor GE	Valor CEG
Taxa Livre de Risco (rl)	T. Bound de 10 anos - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	4,92%	5,12%
Cálculo do Beta ( $\beta$ )	Beta desalavancado	0,71	0,737
Prêmio de Risco	S&P 500 - média dos retornos anuais de 1988 a 2017	7,24%	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 2002 a 2017	2,61%	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2015 a 2017	2,41%	1,82%
<b>Taxa de Remuneração Nominal</b>		<b>12,67%</b>	<b>14,27%</b>
<b>Taxa de Remuneração Real</b>		<b>10,02%</b>	<b>12,23%</b>

*A taxa de remuneração proposta pela concessionária é pouco razoável. Avaliando-se o setor de gás canalizado dentro do contexto econômico de momento no Brasil, e também o último quinquênio, faltam elementos que sustentem uma elevação das taxas de remuneração. Um exemplo é a taxa de juros básicos da economia, que está em seu mínimo histórico.*

*É importante ressaltar que o negócio de distribuição, à maneira como é regulado, está fortemente protegido de crises que afetem seus mercados. Pois, historicamente, os volumes considerados para a definição da margem a ser cobrada dos consumidores nos próximos 5 anos, são bastante conservadores. Em todo caso, o regulador poderá revisar a margem sempre que os volumes estiverem muito abaixo do projetado, de forma a garantir o equilíbrio econômico do contrato de concessão.*

*Outro fator de análise essencial é o fato de a metodologia de cálculo da taxa de remuneração no estado do RJ não levar em consideração a alavancagem a partir de endividamento, o que aumenta o retorno percebido pelas concessionárias. Por todos esses aspectos, a Gas Energy não verifica condições que justifiquem uma elevação de 25% na TRC do próximo ciclo tarifário.*



**Dessa forma, a GE propõe que a taxa de remuneração de capital seja revista para 10,02%.**

# O Processo de Revisão Tarifária CEG

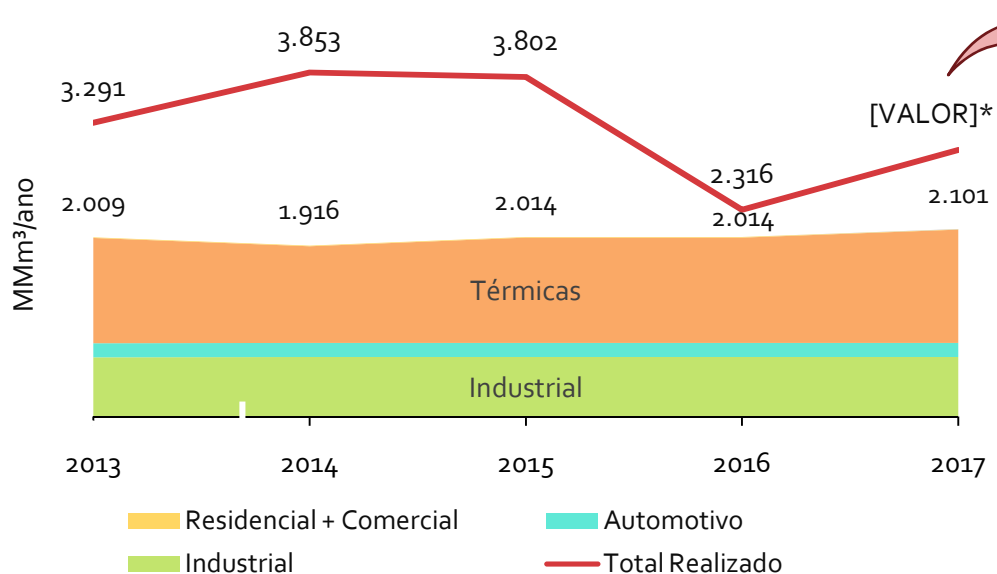
Análise da Projeção de Demanda



# O Processo de Revisão Tarifária CEG Rio

Análise da Projeção de Demanda

### Proposta 3ª Revisão Vs Demanda Realizada

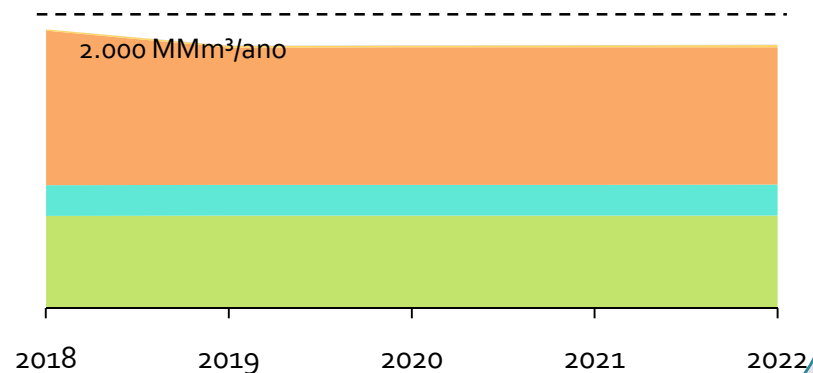


A Proposta da 3ª Revisão Tarifária da CEG RIO para demanda do consumo de gás foi muito abaixo do que aconteceu no quinquênio. Enquanto que na proposta da concessionária o mercado de gás permaneceria estagnado, verifica-se que o mercado estava em ascensão até o início da crise econômica, no final de 2015. Para 2017 já é esperada a recuperação de muitos setores relevantes para a economia, e os dados de demanda já apresentam reação.

Para a 4ª Revisão Tarifária, a concessionária mantém o comportamento da projeção da revisão anterior. De acordo com o contrato de concessão da CEG RIO: "A Concessionária obriga-se a prestar serviço adequado, visando sempre expandi-lo, acompanhando o desenvolvimento mundial (...)".

Como será abordado na sequência, a expansão do mercado de gás não acompanha os investimentos previstos pela própria distribuidora, tampouco seus custos operacionais.

### Proposta 4ª Revisão



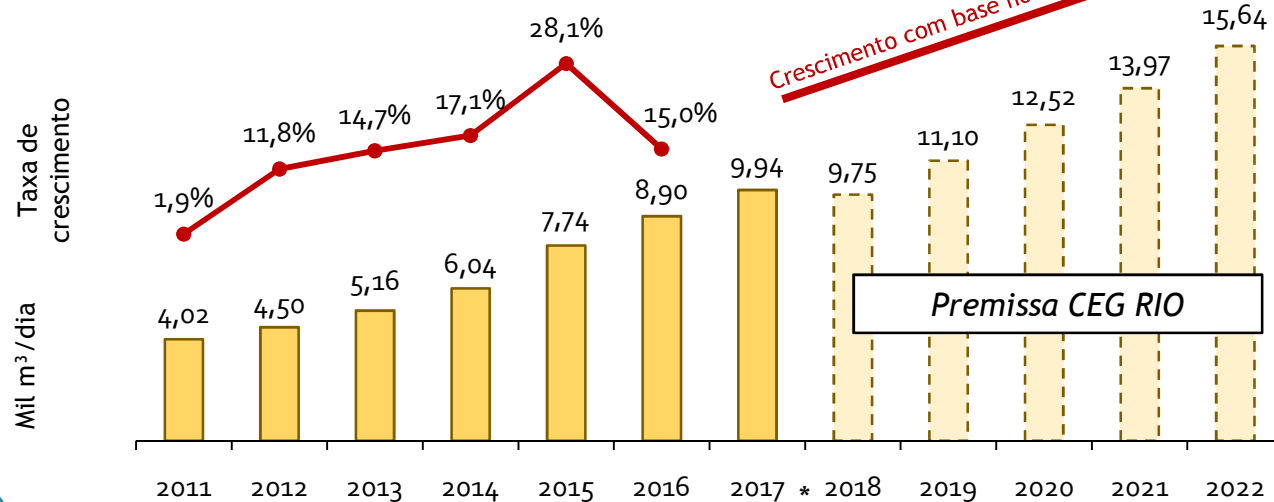
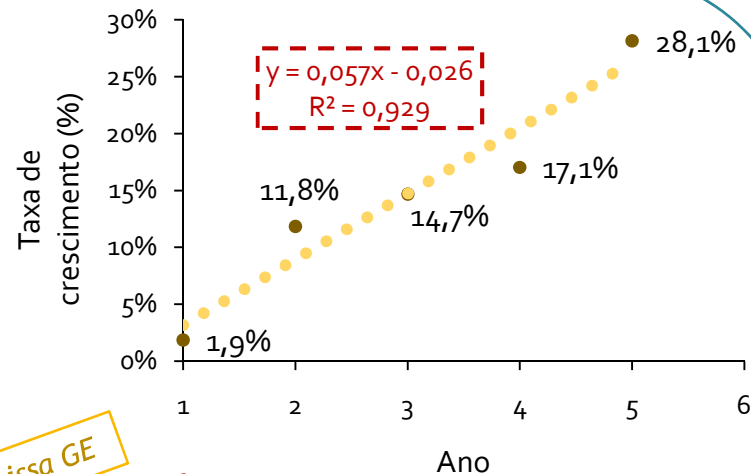
# Demanda

## Segmento Comercial

À exceção de 2016 (ano de forte recessão econômica), o segmento comercial apresenta um ritmo de crescimento semelhante ao apresentado no residencial. Tendo em vista que 2017 é um ano de recuperação, espera-se a retomada dos padrões anteriores.



O ano de 2016 não segue a correlação proposta, diante disso, a Gas Energy optou por propor um ritmo mais "suave" de crescimento para o mercado comercial, representada pela média de crescimento entre os anos de 2011 e 2016.



**Premissa GE**  
Crescimento com base no histórico: 14,8% a.a.

**Premissa CEG RIO**

De acordo com essa realidade, a Gas Energy propõe que essa taxa seja revista para o valor de 14,80%.

\*Média estimada até nov/17

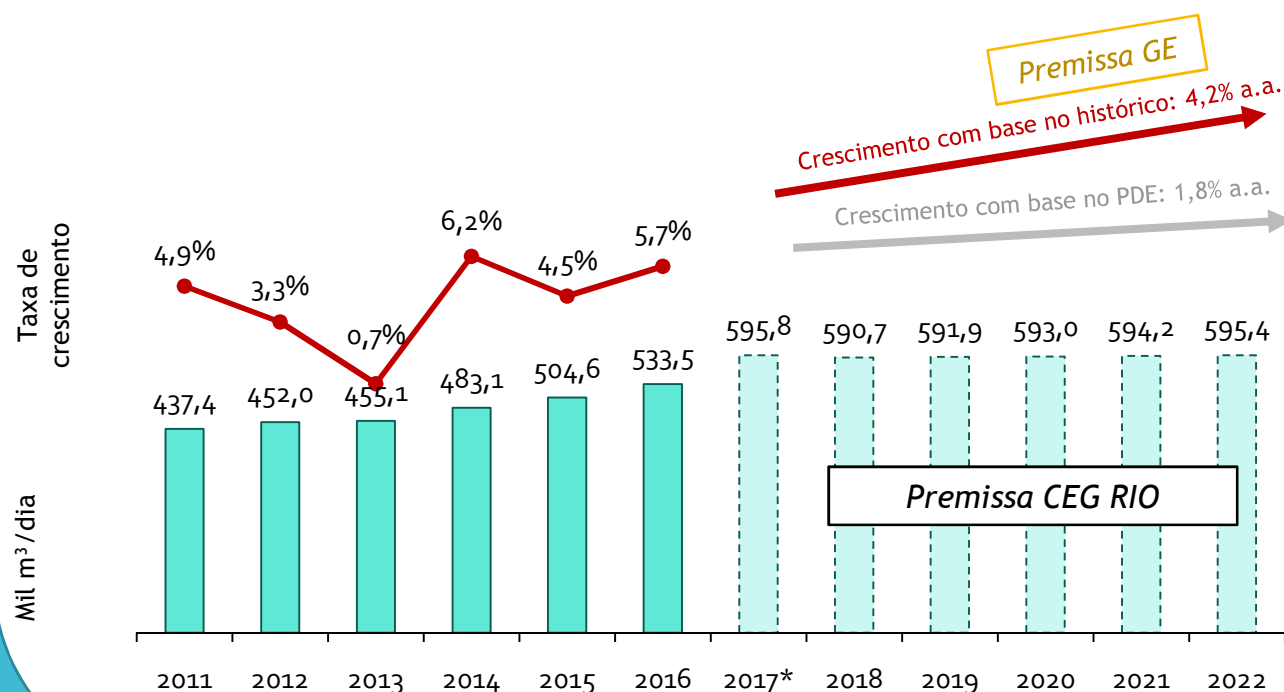
# Demanda

## Segmento Automotivo

Mesmo em anos de forte recessão econômica (como foi o caso de 2016), a taxa de crescimento do mercado automotivo tem se mantido em terreno positivo na área de concessão da CEG RIO.

### PDE 2026

Mesmo o Plano Decenal de Expansão (PDE) 2026, da EPE, que pode ser considerado conservador, indica um crescimento de 1,8% a.a. da demanda de GN para o setor de transporte até 2026.



\*Média estimada até nov/17

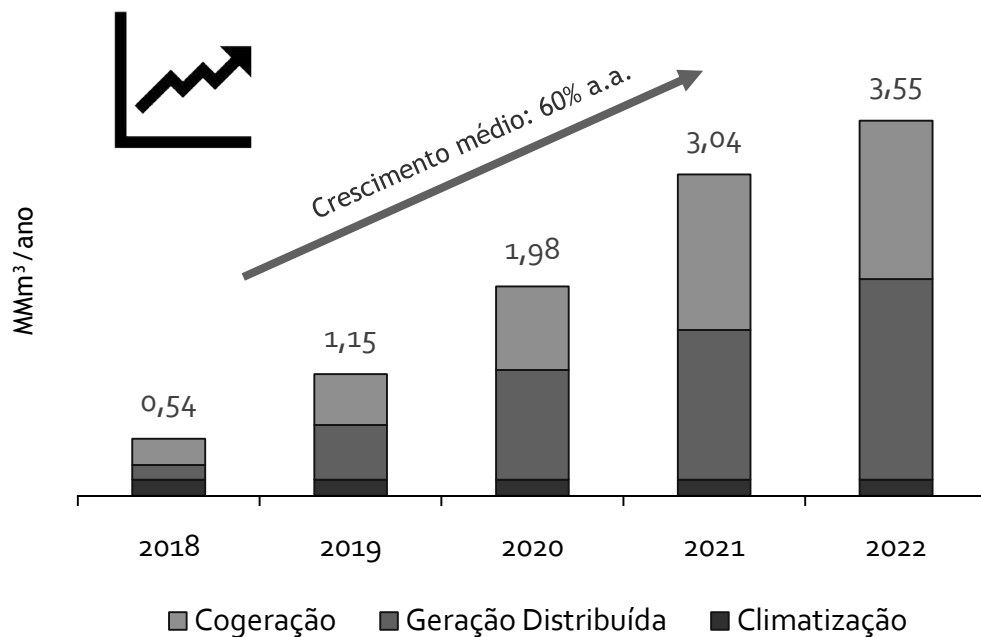
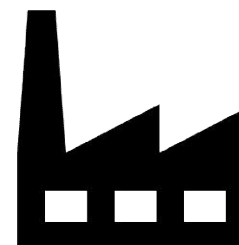
A massificação do uso de aplicativos como Uber, e elevação dos preços da gasolina, estimularam o maior consumo de GNV, principalmente no Rio.

A premissa considerada pela CEG RIO de estagnação do consumo neste segmento não parece razoável com o crescimento histórico do setor nem com crescimento estimado pela EPE e nem se tomado em consideração as projeções para os preços de combustíveis substitutos.

# Demanda

## Segmento Cogeração

Considerando que a geração descentralizada de energia (GD) está diretamente ligada com Cogeração e que ambos os setores devem crescer fortemente nos próximos anos com os incentivos, a taxa de crescimento médio anual para este segmento de 60% a.a. está dentro das expectativas da Gas Energy.



Fatos que sustentam o crescimento da demanda de GN para cogeração:

- ✓ Elevação do preço de energia elétrica (devido à maior necessidade de despacho térmico)
- ✓ Maior oferta de gás natural doméstica
- ✓ Queda do preço do gás
- ✓ Incentivo à geração descentralizada através de isenções de taxas

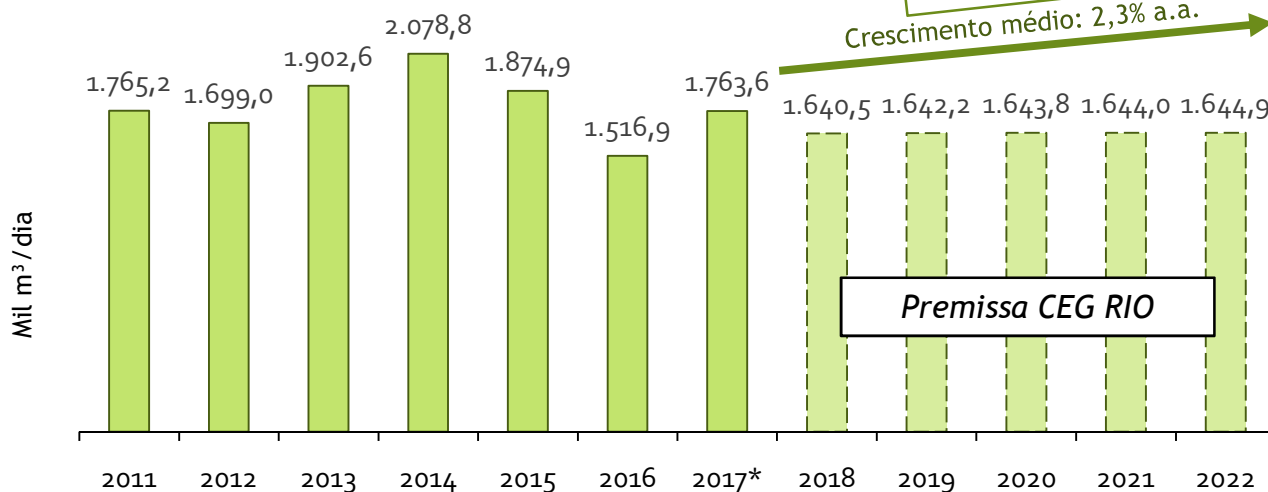
# Demanda

## Segmento Industrial

Apesar da redução da demanda industrial nos anos de recessão, espera-se retomada do crescimento juntamente com o fortalecimento da economia e maior atividade da indústria siderúrgica fluminense.

PDE 2026

Para o segmento industrial, o PDE 2026 considera um crescimento médio de 2,3% até 2026.



\*Média estimada até nov/17

A premissa considerada pela CEG RIO de estagnação do consumo neste segmento não parece estar atualizada com a conjuntura atual de retomada da atividade econômica. Comparada a 2017, a premissa é de queda em 2018, o que não parece razoável.

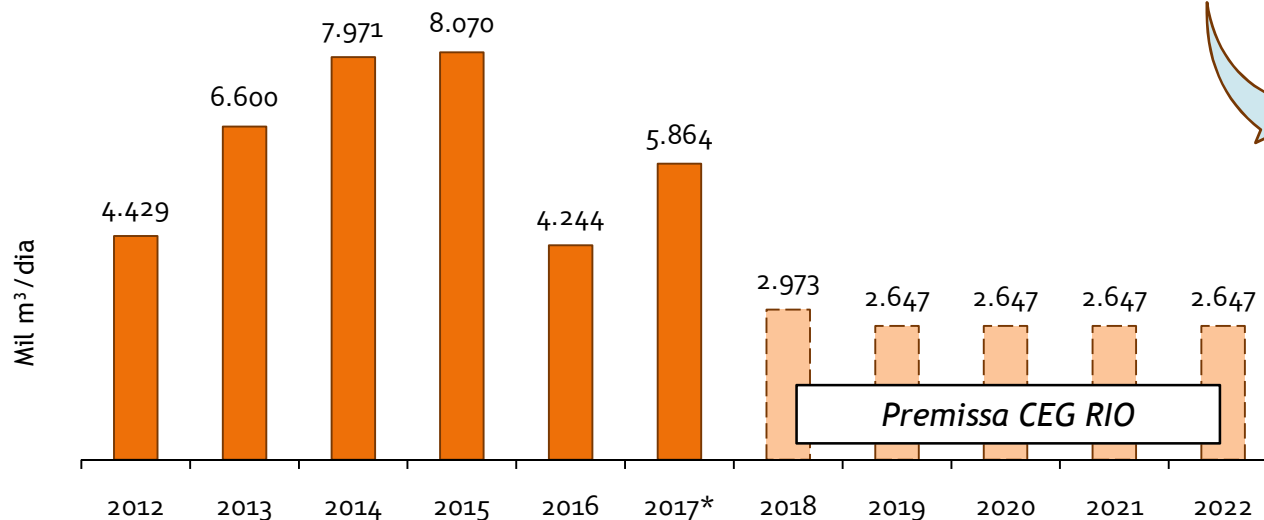
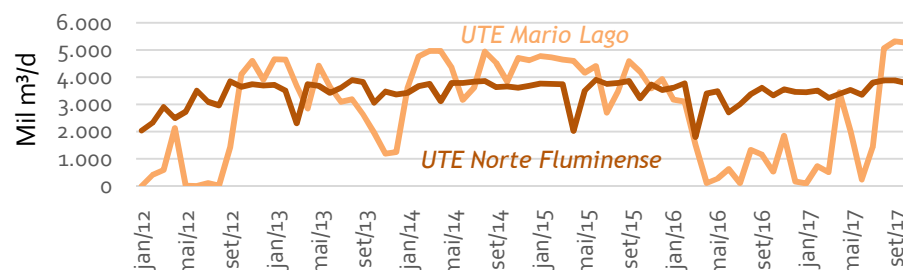
# Demanda

## Segmento Termelétrico

A premissa utilizada pela concessionária não condiz com o histórico recente de despacho das usinas que compõem a sua área de concessão. Mesmo considerando apenas a UTE mais barata despachando até 2022, o volume de gás estimado seria de quase 1 MMm<sup>3</sup>/d acima do considerado pela CEG RIO.

Termelétrica	CVU (R\$/MWh)	Consumo médio 2012-2017 (mil m <sup>3</sup> /d)
UTE Mario Lago	511,93	2.778
UTE Norte Fluminense	108,97**	3.432

Premissa GE (por ano)



UTE Norte Fluminense:  
Despachou durante todo o período analisado, por seu baixo custo de gás (PPT).

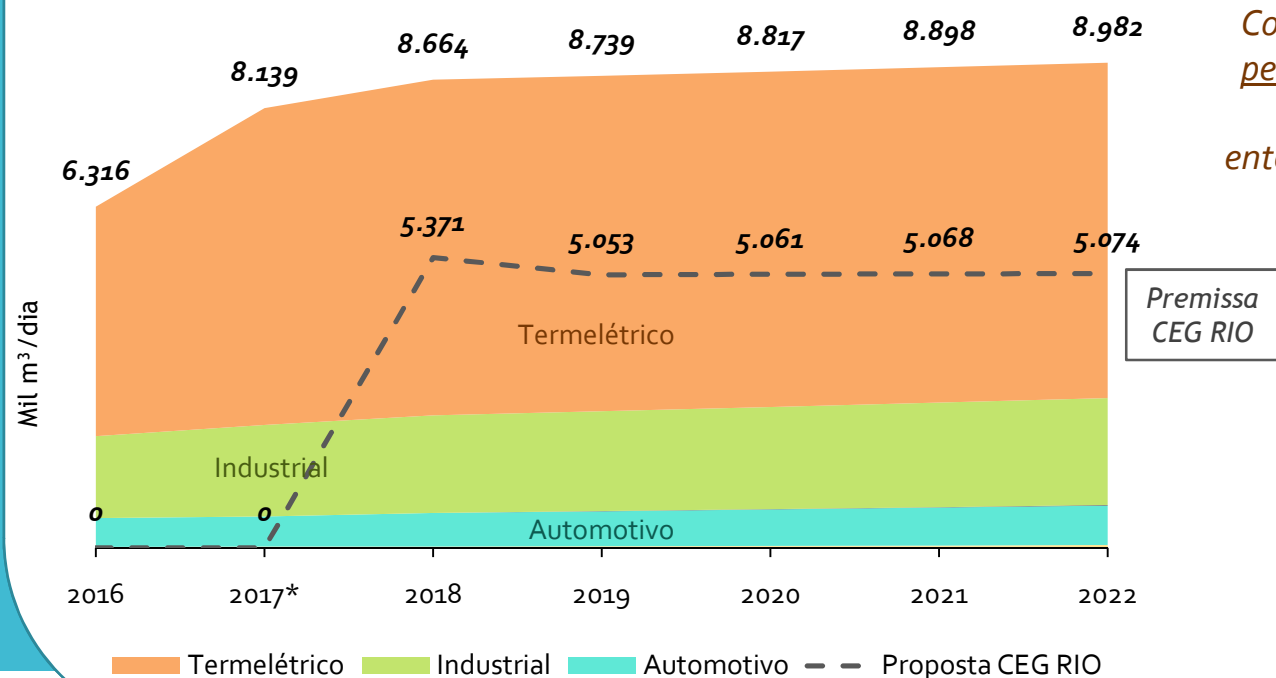
UTE Mario Lago:  
Apesar de mais dependente do cenário hidrológico, mesmo em anos de regime médio de chuvas, ainda despachou consideravelmente.

\*Média estimada até nov/17    \*\*Ponderado pelos CVUs de cada unidade

# Demanda

## Proposta GE

Demanda (mil m <sup>3</sup> /dia)	2016	2017*	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial	13	15	18	22	26	31	38
Comercial	9	10	12	13	15	18	20
Automotivo	533	556	579	604	629	655	683
Cogeração	0	0	1,5	3,2	5,4	8,3	9,7
Industrial	1.517	1.694	1.733	1.773	1.814	1.855	1.898
Termelétrico	4.244	5.864	6.210	6.210	6.210	6.210	6.210



*Considerando que a projeção proposta pela CEG RIO não está em linha com o histórico da concessionária, a GE entende ser essencial grande atenção ao debate em torno desses valores.*

*A partir das estimativas da GE, espera-se uma projeção de demanda 77% maior do que a proposta pela CEG RIO, sendo que a diferença encontra-se principalmente na projeção térmica.*



# O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Projeção de Custos Operacionais CEG

# O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Projeção de Custos Operacionais CEG  
Rio

# Custos Operacionais

- Tendo em vista a publicação do 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão da CEG RIO, a Gas Energy optou por tratar os custos operacionais com GNC de maneira separada dos custos operacionais restantes da distribuidora;
- Desta forma, foram abordadas duas situações:

## Custos com GNC

- Avaliação dos pontos de entrega mais próximos às cidades mencionadas no 3º Termo Aditivo;
- De modo a ter um benchmarking com base em dados específicos do segmento GNC, a GE estimou os custos de compressão, transporte e expansão com base nas demandas projetadas consideradas pela CEG RIO para o segmento GNC.

## Custos Restantes

- Aplicação de métodos benchmarking com base em outros agentes reguladores mundiais;
- Custos eficientes estimados com base nas últimas revisões da SPS, Gás Brasileiro e CEG RIO;
- Aplicação do parâmetro T segundo metodologia já utilizada pela ANEEL.

# Custos Operacionais

- Tendo em vista a publicação do 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão da CEG RIO, a Gas Energy optou por tratar os custos operacionais com GNC de maneira separada dos custos operacionais restantes da distribuidora;
- Desta forma, foram abordadas duas situações:

## Custos com GNC

- Avaliação dos pontos de entrega mais próximos às cidades mencionadas no 3º Termo Aditivo;
- De modo a ter um benchmarking com base em dados específicos do segmento GNC, a GE estimou os custos de compressão, transporte e expansão com base nas demandas projetadas consideradas pela CEG RIO para o segmento GNC.

## Custos Restantes

- Aplicação de métodos benchmarking com base em outros agentes reguladores mundiais;
- Custos eficientes estimados com base nas últimas revisões da SPS, Gás Brasileiro e CEG RIO;
- Aplicação do parâmetro T segundo metodologia já utilizada pela ANEEL.

# Custos Operacionais

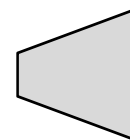
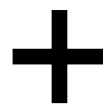
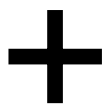
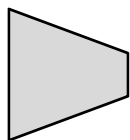
## Custos com GNC

- Os custos de GNC foram estimados em fluxos de caixa distintos, considerando uma taxa de retorno de 0%, devido a posterior aplicação da TRC da concessionária. No caso dos custos com distribuição, a GE não achou coerente considerar a depreciação de 30 anos usualmente utilizada pela CEG RIO, tendo em vista que uma carreta costuma ter uma vida útil consideravelmente menor.

### Custos Compressão

### Custos Distribuição

### Custos Expansão



Custo baseado em um compressor com 70% de rendimento e custo de energia de R\$ 0,52/kWh\*, considerando uma TIR de 0% e depreciação em 30 anos.

Custo baseado em uma carreta de 6,0 mil m<sup>3</sup> com uma vida útil de 10 anos, considerando uma TIR de 0% e uma depreciação em 5 anos.

Considera-se aluguel do painel de redução de pressão. Custo baseado em 30% do custo de investimento no painel,

A Gas Energy considerou apenas os custos de GNC para as cidades previstas no 3º Termo Aditivo, devido ao fato de que os investimentos em GNC por parte da CEG RIO não terem avançado consideravelmente nos últimos anos.

# Custos Operacionais

## Custos com GNC

- Com base nas premissas de destino e volume apresentadas foram examinados pela GE dois cenários partindo de diferentes city-gates com o intuito de se obter os menores custos com GNC (mais eficientes): um supõe que os pontos city-gate para a base de compressão não serão necessariamente os mais próximos dos pontos finais de consumo, acarretando inicialmente em maiores custos de transporte; o outro supõe que serão utilizados os city-gates mais próximos aos pontos de consumo.

Cidade consumidora	PE	Distância (km)
Angra dos Reis	Barra Mansa	89
C. de Macacu	Guapimirim	43
Nova Friburgo	Guapimirim	80
Saquarema	Termorio	135
Teresópolis	Guapimirim	35

Cidade consumidora	PE	Distância (km)
Angra dos Reis	Piraí	103
C. de Macacu	Duque de Cx.	90
Nova Friburgo	UTE M.Lago	120
Saquarema	Guapimirim	146
Teresópolis	Duque de Cx	66

### Cálculo dos Custos para a situação de city-gates mais próximos

Milhões de R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custo de Compressão	0,80	0,99	1,27	1,32	1,55
Custo de Transporte	2,23	2,37	4,64	4,55	4,45
Custo de Expansão	0,28	0,30	0,35	0,37	0,40
<b>Total</b>	<b>3,31</b>	<b>3,67</b>	<b>6,26</b>	<b>6,23</b>	<b>6,40</b>

### Cálculo dos Custos para a situação de city-gates mais distantes

Milhões de R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custo de Compressão	0,81	0,96	1,23	1,29	1,52
Custo de Transporte	2,99	3,17	3,44	3,50	3,25
Custo de Expansão	0,28	0,30	0,35	0,37	0,40
<b>Total</b>	<b>4,07</b>	<b>4,43</b>	<b>5,03</b>	<b>5,15</b>	<b>5,16</b>

# Custos Operacionais

## Custos com GNC

- Com base nas premissas de destino e volume apresentadas foram examinados pela GE dois cenários partindo de diferentes city-gates com o intuito de se obter os menores custos com GNC (mais eficientes): um supõe que os pontos city-gate para a base de compressão não serão necessariamente os mais próximos dos pontos finais de consumo, acarretando inicialmente em maiores custos de transporte; o outro supõe que serão utilizados os city-gates mais próximos aos pontos de consumo.

Cidade consumidora	PE	Distância (km)
Angra dos Reis	Barra Mansa	89
C. de Macacu	Guapimirim	43
Nova Friburgo	Guapimirim	80
Saquarema	Termorio	135
Teresópolis	Guapimirim	35

Cidade consumidora	PE	Distância (km)
Angra dos Reis	Barra Mansa	89
C. de Macacu	Guapimirim	43
Nova Friburgo	Guapimirim	80
Saquarema	Termorio	135
Teresópolis	Guapimirim	35
Teresópolis	Duque de Caxias	66

Os custos com transporte acabam sendo menores para os city-gates mais distantes devido a questões de logística e melhor aproveitamento da trajetória percorrida pelos caminhões de GNC.

### Cálculo dos Custos para a situação de city-gates mais próximos

Milhões de R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custo de Compressão	0,80	0,99	1,27	1,32	1,55
Custo de Transporte	2,23	2,37	4,64	4,55	4,45
Custo de Expansão	0,28	0,30	0,35	0,37	0,40
<b>Total</b>	<b>3,31</b>	<b>3,67</b>	<b>6,26</b>	<b>6,23</b>	<b>6,40</b>

### Cálculo dos Custos para a situação de city-gates mais distantes

Milhões de R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custo de Compressão	0,81	0,96	1,23	1,29	1,52
Custo de Transporte	2,99	3,17	3,44	3,50	3,25
Custo de Expansão	0,28	0,30	0,35	0,37	0,40
<b>Total</b>	<b>4,07</b>	<b>4,43</b>	<b>5,03</b>	<b>5,15</b>	<b>5,16</b>

# Custos Operacionais

## Custos com GNC

- Com base nas premissas de destino e volume apresentadas foram examinados pela GE dois cenários partindo de diferentes city-gates com o intuito de se obter os menores custos com GNC (mais eficientes): um supõe que os pontos city-gate para a base de compressão não serão necessariamente os mais próximos dos pontos finais de consumo, acarretando inicialmente em maiores custos de transporte; o outro supõe que serão utilizados os city-gates mais próximos aos pontos de consumo.

A Gas Energy considerou apenas os custos de GNC para as cidades previstas no 3º Termo Aditivo, devido ao fato de que os investimentos em GNC por parte da CEG RIO não têm avançado nos últimos anos.

### Cenário CEG RIO

Milhões de R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custo de Compressão	0,12	0,20	0,20	0,20	0,20
Custo de Transporte	7,85	8,37	9,67	10,07	10,93
Custo de Expansão	2,64	2,65	2,65	2,65	2,65
<b>Total</b>	<b>10,61</b>	<b>11,22</b>	<b>12,52</b>	<b>12,92</b>	<b>13,78</b>

### Cenário assumido pela GE

Cidade consumidora	PE	Distância (km)
Angra dos Reis	Piraí	103
C. de Macacu	Duque de Cx.	90
Nova Friburgo	UTE M.Lago	120
Saquarema	Guapimirim	146
Teresópolis	Duque de Cx	66

### Cálculo dos Custos para a situação de city-gates mais distantes

Milhões de R\$	2018	2019	2020	2021	2022
Custo de Compressão	0,81	0,96	1,23	1,29	1,52
Custo de Transporte	2,99	3,17	3,44	3,50	3,25
Custo de Expansão	0,28	0,30	0,35	0,37	0,40
<b>Total</b>	<b>4,07</b>	<b>4,43</b>	<b>5,03</b>	<b>5,15</b>	<b>5,16</b>



# Custos Operacionais

- Tendo em vista a publicação do 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão da CEG RIO, a Gas Energy optou por tratar os custos operacionais com GNC de maneira separada dos custos operacionais restantes da distribuidora;
- Desta forma, foram abordadas duas situações:

## Custos com GNC

- Avaliação dos pontos de entrega mais próximos às cidades mencionadas no 3º Termo Aditivo;
- De modo a ter um benchmarking com base em dados específicos do segmento GNC, a GE estimou os custos de compressão, transporte e expansão com base nas demandas projetadas consideradas pela CEG RIO para o segmento GNC.

## Custos Restantes

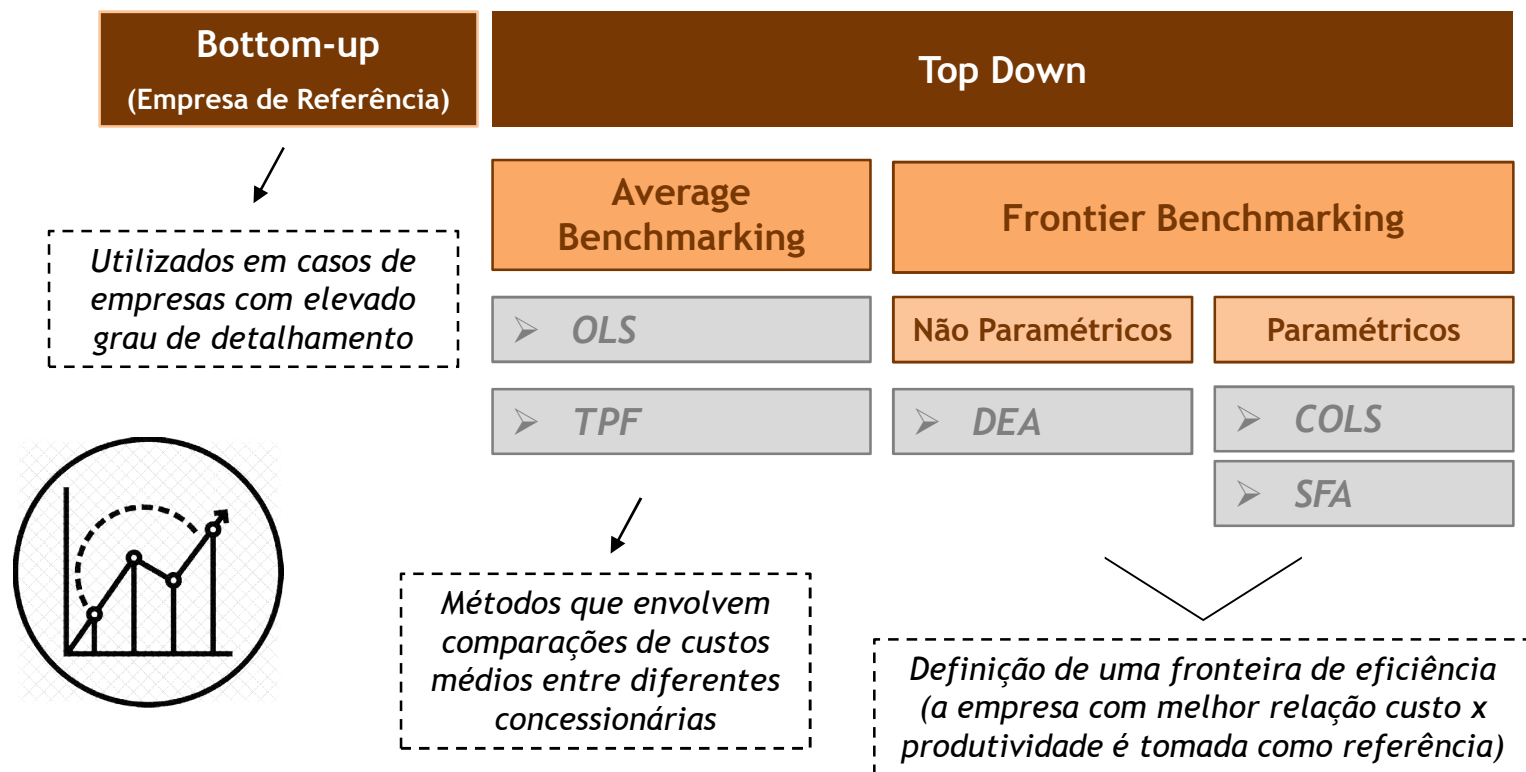
- Aplicação de métodos benchmarking com base em outros agentes reguladores mundiais;
- Custos eficientes estimados com base nas últimas revisões da SPS, Gás Brasileiro e CEG RIO;
- Aplicação do parâmetro T segundo metodologia já utilizada pela ANEEL.

# Custos Operacionais

## Custos Restantes

- A Gas Energy utilizou como referência a metodologia empregada pela ANEEL para avaliação da proposta referente aos custos operacionais da CEG RIO. Dessa forma a metodologia segue o emprego de métodos de benchmark;
- As metodologias mais utilizados por uma série de agências reguladoras (EUA, Grã-Bretanha, Noruega, etc.) se subdividem em uma série de modelos, descritos abaixo.

### Métodos Benchmarking

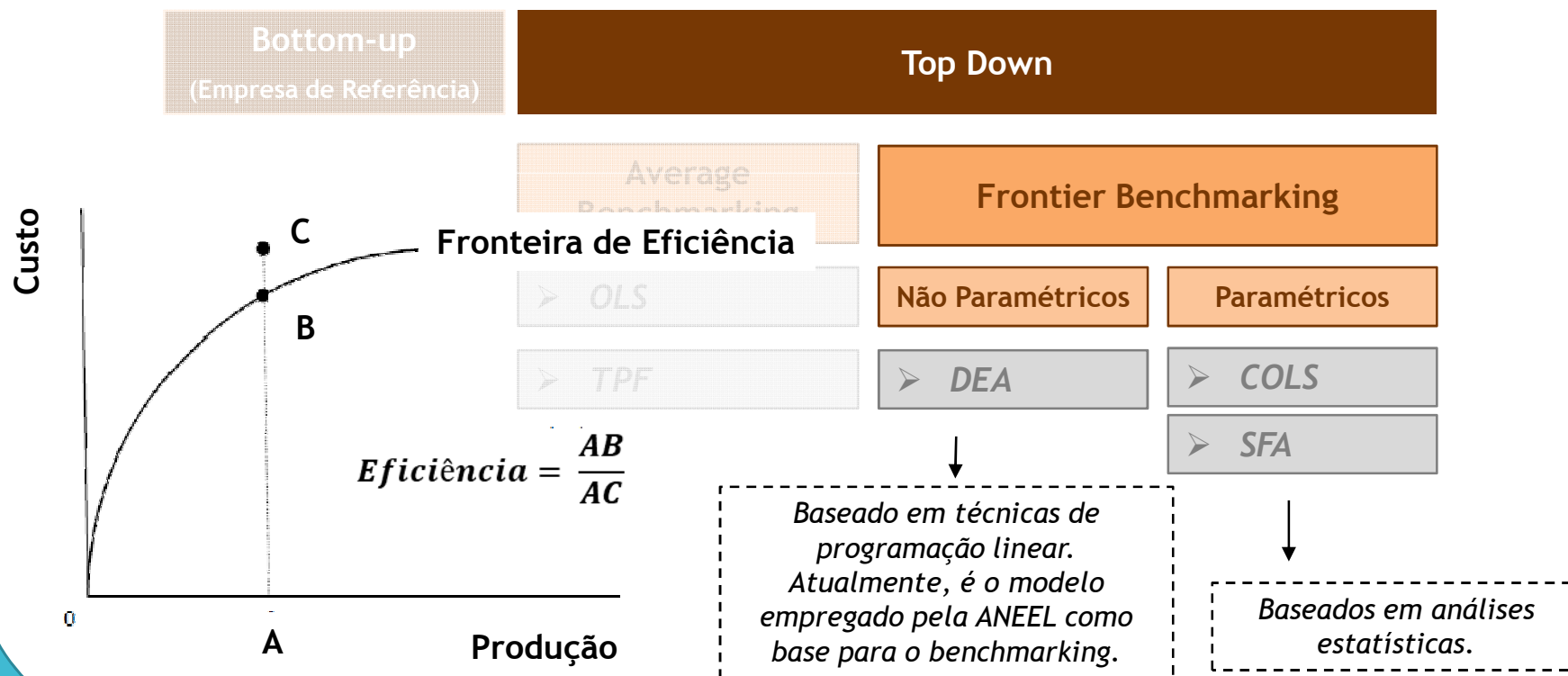


# Custos Operacionais

## Custos Restantes

- Como sinalizado pela Ofgem, não existe um método único para análise de benchmark, existe apenas aquele que melhor se adequa à realidade das empresas estudadas;
- A mesma agência realiza uma comparação entre os métodos COLS e DEA e no geral ambos convergem para resultados semelhantes.

### Métodos Benchmarking

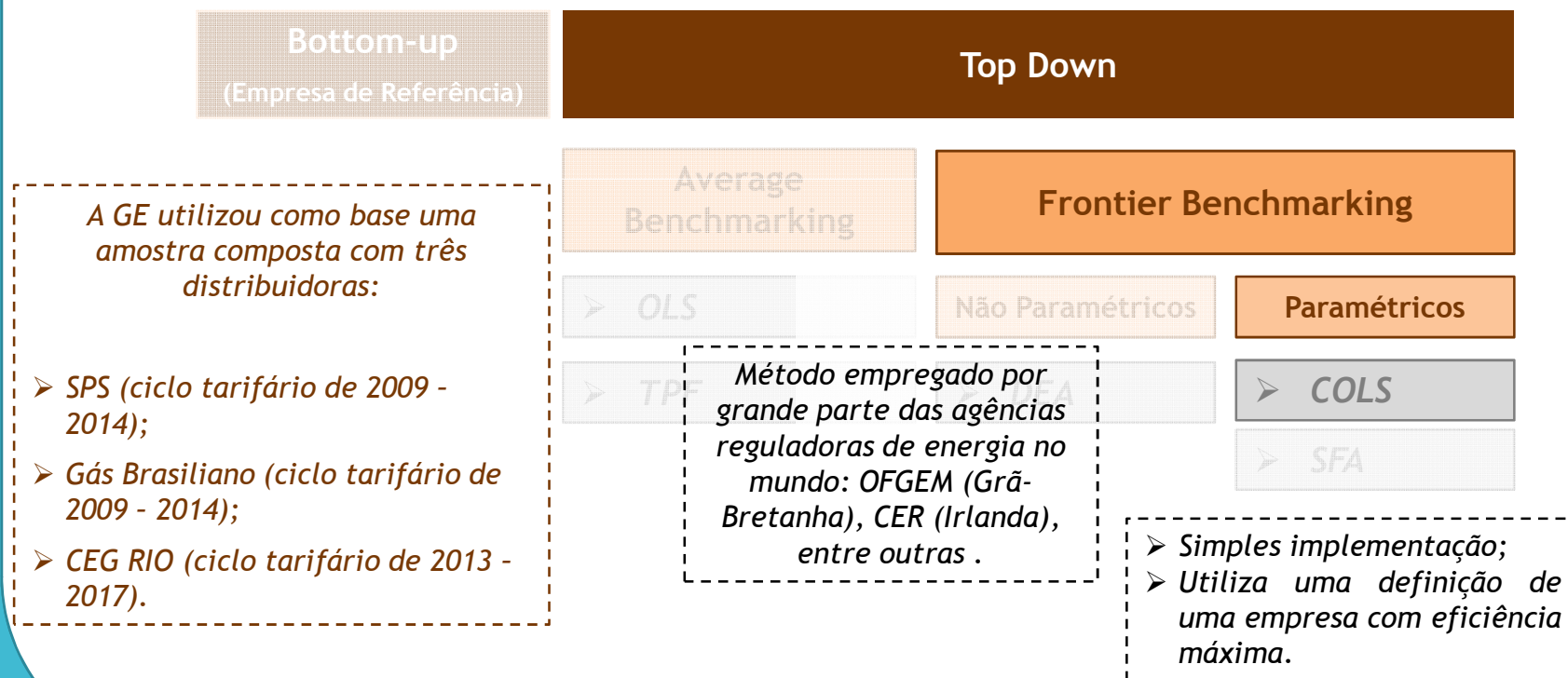


# Custos Operacionais

## Custos Restantes

- Como sinalizado pela Ofgem, não existe um método único para análise de benchmark, existe apenas aquele que melhor se adequa à realidade das empresas estudadas;
- A mesma agência realiza uma comparação entre os métodos COLS e DEA e no geral ambos convergem para resultados semelhantes.

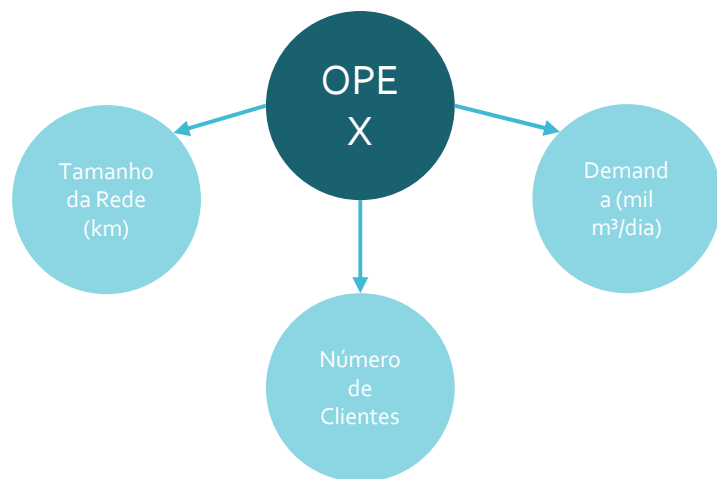
### Métodos Benchmarking



# Custos Operacionais

## Custos Restantes - Metodologia COLS

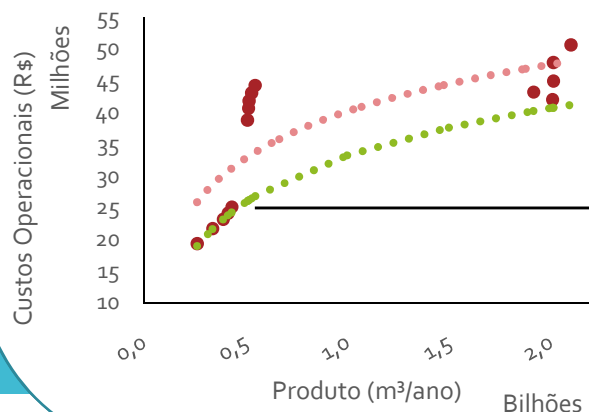
- Uma das desvantagens do modelo COLS é o fato de ser necessária a determinação de um modelo para a função custos (é usual a utilização de uma função que dependa do comprimento da rede, do número de clientes e da demanda da concessionária);
- A GE utilizou como base o modelo Cobb-Douglas, já utilizado em processos anteriores de revisão tarifária pela ANEEL.



Determinação de uma variável composta que é responsável por representar estas três variáveis, com base em uma matriz de correlação entre os dados de 3 distribuidoras



A partir deste método é obtida a curva de eficiência.



Método OLS (average benchmark)

Método COLS (frontier benchmark)

Pontos em cima da curva representam empresas com 100% de eficiência



Com a curva de eficiência e dado o atual mercado da CEG RIO, é estimado qual seria o OPEX que a distribuidora teria com 100% de eficiência.<sup>1</sup>

# Custos Operacionais

## OPEX Benchmarking e Aplicação dos Resultados

- A GE propõe que a avaliação do OPEX para a distribuidora siga uma metodologia que busca aferir espaços para a redução dos custos operacionais ao longo dos anos, promovendo o aumento da eficiência da distribuidora (como já realizado para as distribuidoras do setor elétrico no Brasil);
- Esse fator de ajuste (componente T) é calculado exclusivamente com os dados da própria distribuidora, a fim evitar que a meta apresentada seja inatingível à concessionária.

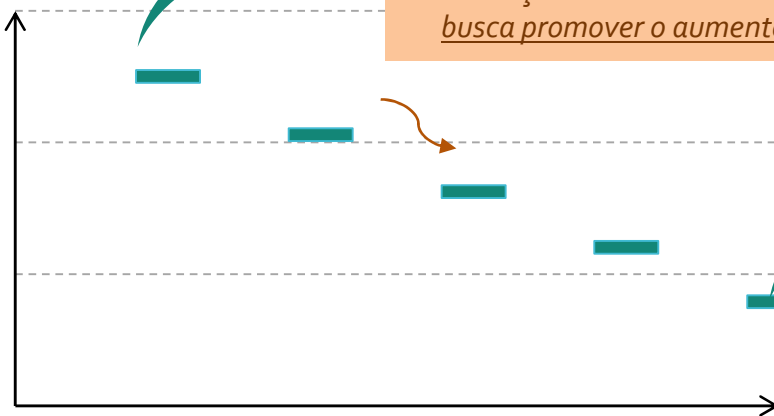
Cálculo de um OPEX que seja proporcional ao que a concessionária realizou no ano anterior ao da revisão (55,34 milhões de Reais)

$$T_{\text{CEG RIO}} = 1,67\% \text{ a.a.}$$

Atualização do OPEX anualmente através de um fator  $T^1$  que busca promover o aumento da eficiência da distribuidora

Definição de um OPEX meta a partir de uma análise da eficiência da concessionária e aplicação do modelo de benchmarking

OPEX (R\$)



Ano do ciclo Tarifário



# Importância de Fatores de Eficiência

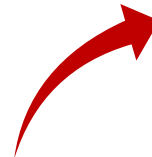
- Os fatores de eficiência são parâmetros incorporados no cálculo das tarifas nas revisões tarifárias, em forma de parcela redutora e representam o esforço do regulador em cumprir com preceitos básicos para a garantia de serviços eficientes e com modicidade tarifária.
- Atualmente, a concessionária não aplica nenhum fator que preveja o aumento de eficiência ao longo dos anos, o que, de partida, já pode sinalizar conforto por parte da concessionária em obter reajustes maiores.
- A redução é uma forma de repassar aos consumidores parte dos possíveis aumentos na receita das concessionárias, devido a ganhos de produtividade e diminuição dos custos que foram pré-estabelecidos na revisão.

Um dos fatores de eficiência é o Fator X, cujo principal objetivo é incentivar o aumento na eficiência dos serviços prestados aos consumidores pelas distribuidoras.



**A Comgás já considera a implementação do Fator X nas suas revisões tarifárias. No setor elétrico, a ANEEL também determina a utilização do fator nas revisões, onde o valor é estipulado considerando as particularidades de cada mercado.**

**Oportunidade de beneficiamento para a concessionária, havendo a possibilidade de “ganho extra” caso a redução de custos seja maior que a prevista na revisão tarifária.**

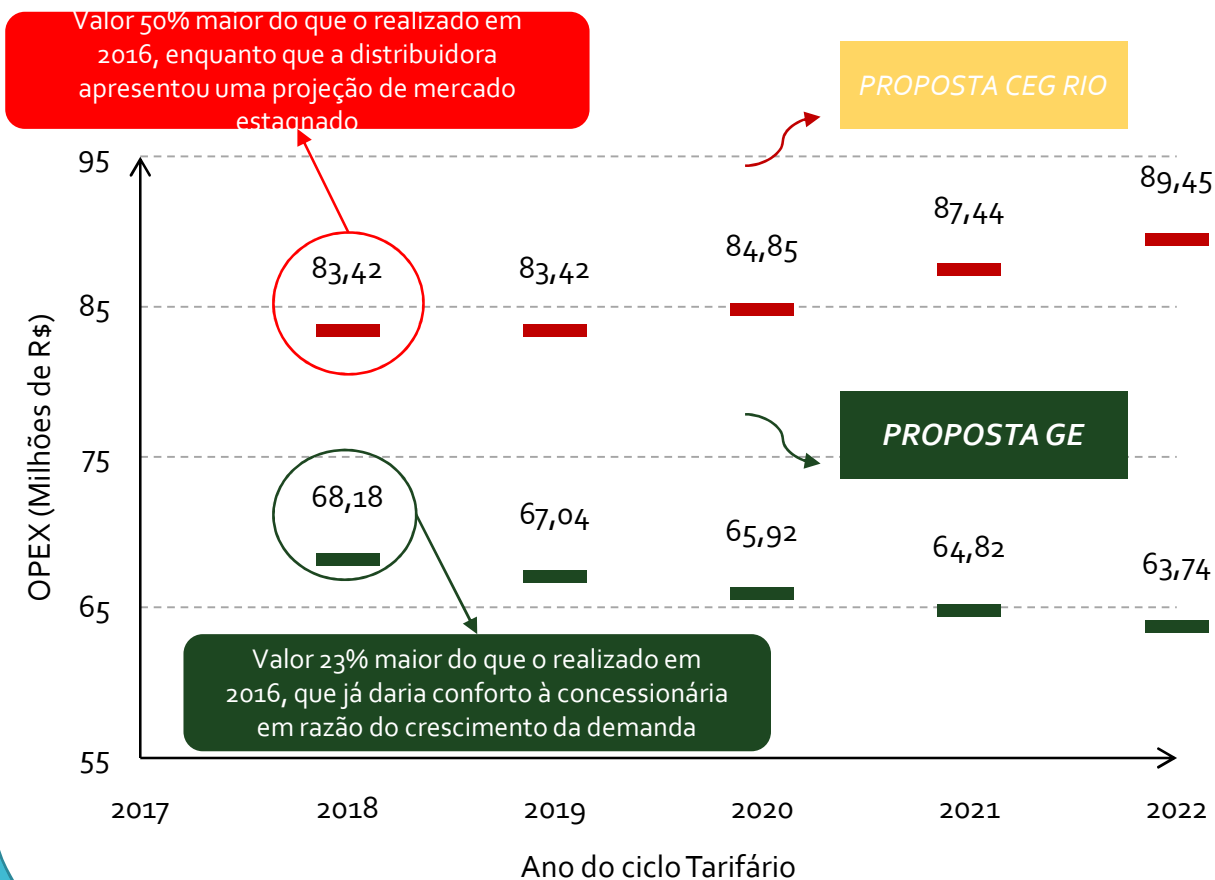


Em um mercado competitivo, a redução de custos e aumento de eficiência já ocorreria naturalmente, por “sobrevivência”. A determinação do fator em um mercado de monopólio natural pelo regulador é uma forma de assegurar aos consumidores que as concessionárias de fato buscarão melhorar a qualidade de serviços.

# Custos Operacionais

## Custos Restantes - Proposta GE

➤ Diante de uma análise de benchmarking utilizando como base outras distribuidoras de semelhante porte, a GE identificou que a projeção de custos da concessionária apresenta claro desajuste, de forma que **o valor deve ser revisto, com espaço para redução de pelo menos 20% do valor proposto.**



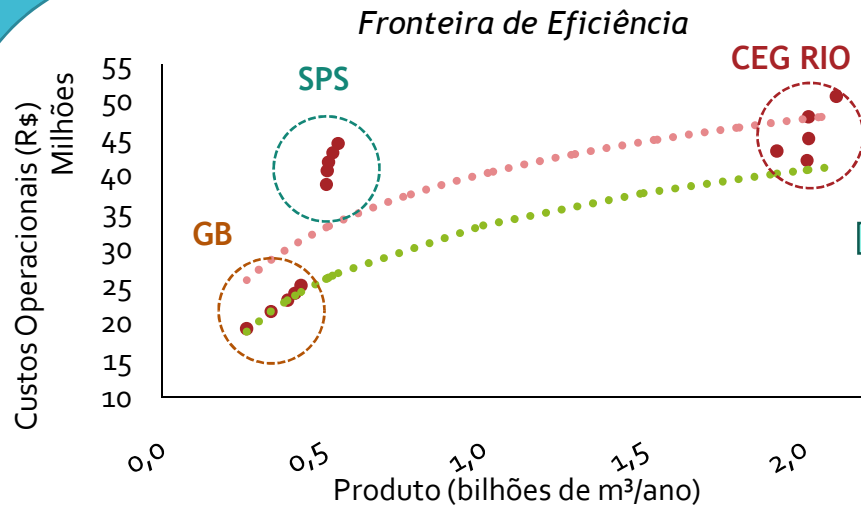
A Agerensa já sinalizou que os custos operacionais propostos pela concessionária são bastante elevados em comparação ao ano de 2016<sup>1</sup> (R\$ 55,34 milhões), sendo que para a tarifa que está vigorando em 2018 estão sendo utilizados, temporariamente, os valores realizados em 2016.

Observa-se ausência de coerência entre os valores propostos pela CEG RIO. Enquanto que a projeção de demanda da concessionária prevê um mercado estagnado, os custos operacionais só crescem, sinalizando que o plano da concessionária é degradar sua eficiência ao longo dos próximos 5 anos.



# Custos Operacionais

## Custos Restantes – Comparação entre distribuidoras



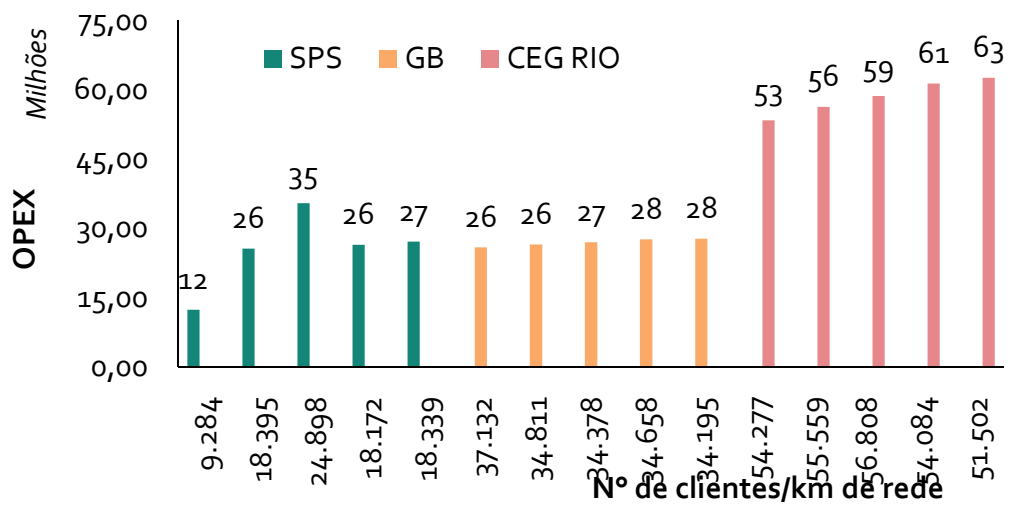
Análise da SPS, GB e CEG RIO frente a fronteira de eficiência

Com base na análise de benchmarking Brasil e nos custos realizados no último ciclo, a CEG RIO apresenta valores razoáveis de eficiência, apresentando uma relação de custos x produtividade menor que a GB, mas superior à SPS.

A curva de custos operacionais vs produto apresenta ganhos de escala, ou seja, após um certo nível de custos, um aumento na produção não ocasionará um aumento de igual proporção no OPEX.

Desta forma, mesmo que a CEG RIO apresente aumento da demanda, o impacto nos seus custos operacionais deveria ser mais suave.  
**Portando, o que se percebe da proposta da CEG Rio, é que a concessionária busca se distanciar de qualquer fronteira de eficiência, aplicando valores que descartam ganhos de escala inerentes a uma indústria de rede, que é o caso do da distribuição de gás canalizado.**

OPEX aprovados vs nº de clientes por rede



Período para cada ano do quinquênio da última revisão tarifária de cada distribuidora.

# Custos Operacionais

## Proposta GE

### Proposta CEG RIO

<b>Milhões R\$</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Custos com GNC	10,61	11,22	12,52	12,92	13,78
Custos Restantes	83,42	83,42	84,85	87,44	89,45
<b>Custos Operacionais</b>	<b>94,03</b>	<b>94,64</b>	<b>97,37</b>	<b>100,36</b>	<b>103,23</b>

Em processo regulatório realizado em 2015, a Agenesra deliberou<sup>1</sup> sobre a aplicação ou não de um Fator X sobre os custos operacionais das distribuidoras CEG e CEG RIO, decidindo que após o 4º Ciclo Tarifário, o método escolhido deveria ser aplicado.

Ponderou, contudo, que um aditivo contratual deveria ser firmado para garantir as bases legais de sua aplicação.

Os patamares requeridos para este que poderá ser o último ciclo sem aplicação obrigatória de um fator formal de eficiência, sugerem a busca por definir previamente o maior nível possível de custos, ainda que sem bases que o sustentem. Além de combater a prática de ações desarrazoáveis contra os consumidores, é papel da Agência garantir níveis de custo prudentes e ajustados à real necessidade operacional da concessão do serviço.

*Considerando os parâmetros corrigidos pela Gas Energy de forma integral, o impacto desta revisão nos custos operacionais acarretaria em uma redução na margem de aproximadamente 9%.*

### Proposta Gas Energy

<b>Milhões R\$</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Custos com GNC	4,07	4,43	5,03	5,15	5,16
Custos Restantes	68,18	67,04	65,92	64,82	63,74
<b>Custos Operacionais</b>	<b>72,25</b>	<b>71,47</b>	<b>70,95</b>	<b>69,98</b>	<b>68,90</b>

# O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Proposta de Investimentos e Base de  
Remuneração de Ativos

CEG

# O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Proposta de Investimentos e Base de  
Remuneração de Ativos

CEG Rio

➤ A fim de averiguar a validade das projeções realizadas pela CEG RIO em revisões anteriores, verificou-se os investimentos realizados no quinquênio anterior em relação aos investimentos aprovados.

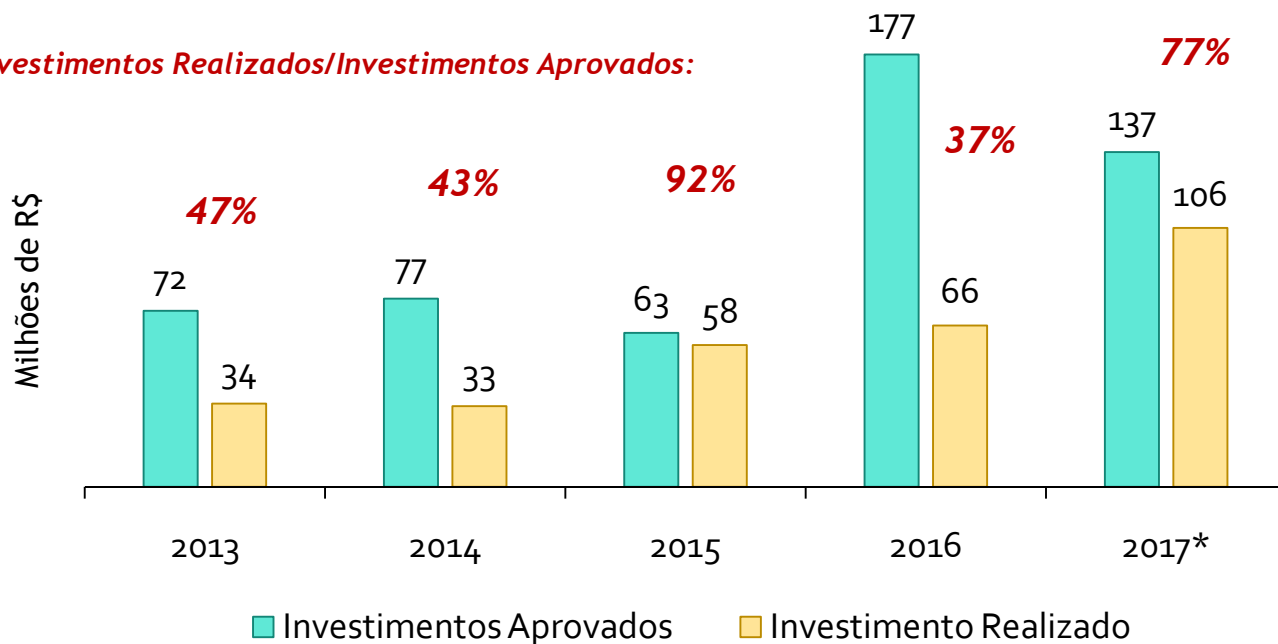
Os investimentos realizados no quinquênio estão muito abaixo dos previstos na 3ª Revisão Tarifária da CEG RIO, o que sugere que a concessionária possa estar superestimando estes dados em suas projeções.

Com o atraso do processo de revisão, a Agenesra considerou que para as tarifas "temporárias" de 2018 fosse considerado 50% dos investimentos propostos pela concessionária<sup>1</sup>.

Considerando que a CEG RIO não tem, historicamente, cumprido a meta proposta na revisão, a GE realizou uma análise das cidades com maior oportunidade de desenvolvimento do setor de gás natural.

Esta análise envolveu o potencial de consumo de gás natural em substituição ao óleo combustível e ao GLP para a indústria – que foi utilizada para balizar decisão e direcionamento preferencial (desconsiderando políticas públicas de estado de caráter social) dos investimentos.

**Investimentos Realizados/Investimentos Aprovados:**



# Investimentos

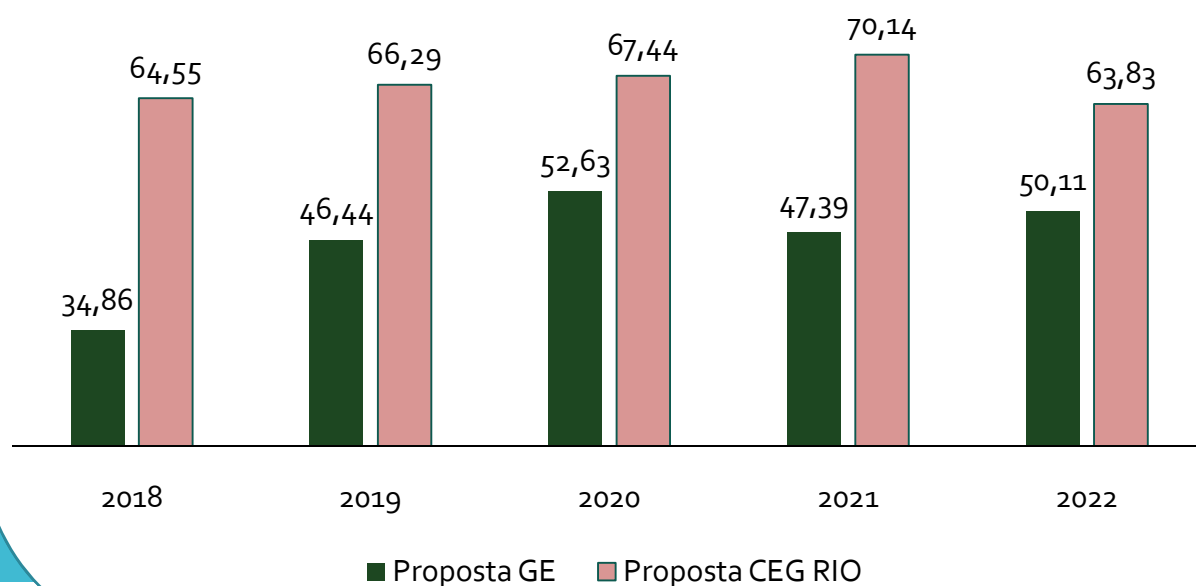
## Proposta GE

- A GE propõe que a Agenersa aprove apenas os investimentos destinados às cidades com maior potencial de consumo de gás natural, de forma que a concessionária tenha condições de cumprir o plano de investimentos para o quinquênio.

Os valores propostos pela GE estão em linha com os investimentos realizados do histórico e também com a decisão da Agência de considerar apenas 50% do montante pedido para 2018.

A GE considerou, também, que seriam aprovados os investimentos necessários para todos os municípios citados no 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão. São eles: Angra dos Reis, Cachoeiras de Macacu, Nova Friburgo, Saquarema e Teresópolis.

Milhões de R\$



Em 2022, a proposta da GE representa 80% do valor proposto pela CEG RIO.

A redução dos investimentos previstos é responsável por uma redução de aproximadamente 3 p.p. no fator de reposicionamento m.

- A contabilização dos gastos com a BRA é utilizada para que a distribuidora receba uma taxa de remuneração sobre os investimentos realizados;
- Desta forma, a BRA é composta pela base atual de ativos da CEG RIO e pela projeção de investimentos da concessionária.



### Proposta CEG RIO

MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
Base Inicial	918,60	937,31	956,57	974,78	993,50
Investimentos	64,55	66,29	67,44	70,14	63,83
Depreciação	45,84	47,03	49,24	51,46	53,66
Base Final	937,31	956,57	974,77	993,46	1003,67

A BRA consiste na soma dos custos da distribuidora com:

- Edificações e Obras Civas;
- Máquinas e Equipamentos;
- Almojarifado de Operação;
- Terrenos;
- Móveis e Imóveis Administrativos;
- Veículos;
- Intangíveis (Informática).



### Proposta GE

MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
Base Inicial	918,60	909,10	909,82	915,11	913,57
Investimentos	34,86	46,44	52,63	47,39	50,11
Depreciação	44,36	45,71	47,34	48,94	50,53
Base Final	909,10	909,82	915,11	913,57	913,15

# O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Compensação dos Investimentos Não  
Realizados



# Compensação de Investimentos Não Realizados

- Diante da recente publicação dos Anexos por parte do Regulador, a GE analisou os valores que envolvem os investimentos não realizados, e foi possível verificar uma série de divergências entre os valores das propostas e o ocorrido.

*A Gas Energy entende ser bastante relevante o pedido para que os valores sejam revistos e que os dados publicados tenham mais clareza por parte da concessionária.*

Milhões de R\$	2013	2014	2015	2016	2017
Investimentos Deliberados Proposta	101	107	88	247	191
Investimentos Deliberados 3ª Revisão	72	77	63	177	137

Milhões de R\$	2013	2014	2015	2016	2017
Investimentos Realizados Proposta	34	33	58	66	106
Investimentos Realizados Anexos	28	28	54	66	-

Primeiramente, os investimentos aprovados para 3º quinquênio (Deliberação Agenera 1.795, de 29 de outubro de 2013) não coincidem com o que é mostrado na proposta da CEG RIO.

Os valores dos investimentos realizados também não coincidem com os valores mostrados nos anexos da proposta (os quais são os mesmos que aqueles apresentados nos informes anuais da concessionária).

# Compensação de Investimentos Não Realizados

- A partir dos dados que a GE acredita serem os mais factíveis, cuja origem são os informes anuais das concessionárias (que são coerentes com os dados dos anexos apresentados pela Agenera), foi elaborado um quadro com a mesma metodologia apresentada pela CEG Rio para validação do Saldo a Compensar;
- Ressaltamos novamente que o saldo dos valores a compensar poderão ser maiores a depender da metodologia que a Agência adotar.
- Importante mencionar que a concessionária considerou como investimento os recursos pagos ao Governo do Estado para outorga dos serviços de GNC, o que, na opinião da Gas Energy, deveria ser combatido.



## Proposta CEG RIO

Taxa de Remuneração: **9,757%**

Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017	VPL
Diferencial de Investimento	-63,47	-38,88	-22,48	-22,43	-3,07	-124,49
Diferencial de Depreciação	-0,36	-0,94	-1,29	-1,54	-1,69	-4,20
Diferença na Base Final	0,00	0,00	0,00	0,00	-133,23	-83,64
<b>Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados</b>						<b>-R\$36,64</b>

## Proposta Gas Energy

Taxa de Remuneração: **9,757%**

Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017	VPL
Diferencial de Investimento	-44,45	-49,09	-9,17	-110,70	-31,12	-184,00
Diferencial de Depreciação	-0,25	-0,78	-1,11	-1,79	-2,59	-4,58
Diferença na Base Final	0,00	0,00	0,00	0,00	-225,31	-141,46
<b>Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados</b>						<b>-R\$37,96</b>

- Consoante à oposição inicial da Agenersa à proposta de compensação da concessionária, a Gas Energy avaliou uma alternativa razoável para contabilização do saldo dos investimentos não realizados, a fim de verificar o valor real absorvida pela distribuidora ao não cumprir com a proposta;
- Para isso, foi avaliado qual seria o valor da Base Remuneração de Ativos aplicada à taxa de 9,757% a.a. até o final do quinquênio.

Base Final de 2013 aplicada a taxa de 9,757% a.a durante 5 anos.

ΔBRA entre 2014 e 2013 aplicados à TRC durante 4 anos (ou seja, até o final do quinquênio).

Utilizando como base os ajustes sinalizados pela GE de forma integral, a aplicação deste valor no saldo de investimentos não realizados apresentaria um impacto de -4 p.p na margem. Desta forma, o fator m poderia chegar a 0,7165.

Situação Aprovada						
MR\$	2013	2014	2015	2016	2017	
Base Inicial	525,37	550,15	578,86	590,72	714,81	
Investimentos	72,01	76,77	62,85	177,03	136,95	
Depreciação	47,22	48,06	51,00	52,94	44,12	
Base Final	550,15	578,86	590,72	714,81	807,64	
		28,71	11,85	124,09	92,83	
Base + TRC	876,28	41,67	15,67	149,49	101,89	1.185,00

Situação Ocorrida						
MR\$	2013	2014	2015	2016	2017	
Base Inicial	525,37	550,15	578,86	590,72	714,81	
Investimentos	27,56	27,68	53,69	66,33	105,83	
Depreciação	46,97	47,56	50,49	51,89	43,67	
Base Final	505,96	530,27	582,06	605,16	776,97	
		24,31	51,79	23,10	171,81	
Base + TRC	805,89	35,29	68,47	27,83	188,57	1.126,05

**R\$ 58,95 Milhões**

# O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Compensação da Retroatividade  
CEG

# O Processo de Revisão Tarifária

Análise da Compensação da Retroatividade  
CEG Rio

# Compensação da Retroatividade

- Diante dos atrasos no processo de revisão tarifária para o 3º ciclo, foi aplicada uma parcela de retroatividade de forma a compensar a margem "erroneamente" cobrada durante o ano de 2013.
- Desta forma, a CEG RIO vinha aplicando aos clientes uma taxa de desconto de 7,91% na margem cobrada. Em Setembro e Outubro de 2017, a distribuidora devolveu um montante superior ao estabelecido na Deliberação AGENERSA nº 1881.

Saldo a recuperar (VP Jan/13)  
R\$ 1.716.487,07



Embora a distribuidora não tenha sido clara a respeito do cálculo do saldo a recuperar, a GE estima que ela tenha utilizado para o cálculo dos reajustes o IGPM e a TRC.

A Gas Energy propõe que este valor seja corrigido anualmente pelo IGPM, pois consideramos que não ser razoável que os consumidores paguem uma taxa de 9,757% sobre o saldo a mais devolvido aos consumidores.



## Proposta CEG RIO

Saldo a recuperar corrigido  
(Jan/18)  
R\$ 3.754.036,66

## Proposta GE

Saldo a recuperar corrigido  
(Jan/18)  
R\$ 2.222.595,87

# O Processo de Revisão Tarifária

Proposta de índice de reposicionamento tarifário GE  
(m)

CEG

# O Processo de Revisão Tarifária

Proposta de índice de reposicionamento tarifário GE  
(m)

CEG Rio



## Índice de reposicionamento tarifário - m

- A proposta da CEG RIO contempla um incremento de 24,57% na margem atual da distribuidora;
- Aplicando as análises realizadas nas seções anteriores, a Gas Energy chega a um fator de redução de 24,34% na margem, frontalmente o oposto do que o requerido pela concessionária.

moeda dez/16		Taxa de Remuneração: 10,02%				
CEG RIO	Ano					Valor Presente
Valores em Milhões R\$	2018	2019	2020	2021	2022	
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	182,35	188,91	196,37	204,67	213,74	741,55
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	47,68	47,17	46,83	46,18	45,48	177,21
III = 0,66*Receitas Correlatas	0,66	0,71	0,75	0,79	0,84	2,81
IV = 0,34*Depreciação	15,08	15,54	16,10	16,64	17,18	60,65
V = 0,34*Juros s/Capital Próprio	9,49	10,72	12,11	12,11	12,11	42,35
VI = Investimentos	34,86	46,44	52,63	47,39	50,11	173,00
VII = Compensação de Retroatividade	2,22					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	0,30					
IX = Base Inicial	918,60					
X = Base Final					913,15	566,48
XI = Ajuste Investimentos não realizados 2013-2017	37,96					
<b>m = Receita Requerida/Magens Não Reposicionadas</b>						
<b>m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - PV(V) + VP(VI) + VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)</b>						
<b>m =</b>						<b>0,7566</b>

# Conclusões CEG e CEG RIO

## Conclusões

- *Especificamente sobre os parâmetros técnicos apresentados na proposta da CEG RIO, a Gas Energy acredita haver espaços para contra argumentação principalmente para os casos da projeção de demanda (bastante deslocada mesmo do histórico recente), investimentos e custos operacionais. Pois, se uma estimativa de demanda estagnada (como apresentado pela concessionária) denota, em tese, menor pressão sobre custos e na necessidade de expansão da rede, os números apresentados pela distribuidora distorcem completamente a lógica.*
- *A elevação de mais de 20% e 70% no OPEX, como requerido pela distribuidora, em um contexto de baixíssimo crescimento da demanda, carece de qualquer sustentação objetiva.*
- *A proposta em torno dos investimentos, vem tendo seus compromissos quinquenais reiteradamente descumpridos pela concessionária. Deve-se buscar uma maior clareza em relação à natureza do atendimento pretendido e a racionalidade econômica da escolha.*
- *Os três temas, juntos, são essenciais na formação do resultado final da margem e contam com maior abertura aparente para um debate mais técnico e assertivo junto ao regulador, ao menos nesta fase.*
- *Especial atenção deverá ser dada também ao critério a ser adotado para o cálculo do montante a serem devolvido pela distribuidora no caso dos investimentos "pagos" pelo consumidor e não realizados. A Gas Energy optou por ser conservadora neste ponto dada a incerteza quanto à regra. Contudo, a análise de discussões recentes no regulador denotam alguma inclinação da Agenera a instrumento mais justo, na perspectiva dos consumidores.*

- *A despeito da ausência de uma análise prévia da autoridade reguladora sobre a proposta apresentada pela CEG e CEG RIO, o que impede uma melhor compreensão dos dados e do posicionamento do regulador, trata-se, ao mesmo tempo, de uma oportunidade para oferecer caminhos diversos à Agenera na refutação de alguns dos objetivos pretendidos pela concessionária.*
- *A apresentação de contribuição técnica consistente já nesta primeira fase de contribuição pública, poderá elevar o nível dos debates em uma eventual “segundo turno” de contribuições, estimulando maior transparência e profundidade no processo.*
- *A proposta de aumento em 34% e 24,5% respectivamente da margem, num momento em que a economia fluminense ainda sofre as consequências de uma das maiores crises econômicas de sua história, gerou ruídos e um contexto de desconforto na Agência com os números iniciais. Desta vez, há, ao menos nesse momento, um contexto favorável a posicionamentos que levem a um resultado menos danoso aos consumidores.*