



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO, ATUÁRIAS E**  
**CONTABILIDADE**  
**CURSO DE FINANÇAS**

**JADE VITOR VIANA**

**DESENHO DE UM MECANISMO PARA REGULAÇÃO TARIFÁRIA DA**  
**CONCESSÃO DE GÁS CANALIZADO DO CEARÁ.**

**FORTALEZA**

**2020**

JADE VITOR VIANA

DESENHO DE UM MECANISMO PARA A REGULAÇÃO TARIFÁRIA DA CONCESSÃO  
DE GÁS CANALIZADO DO CEARÁ

Trabalho de conclusão de curso, apresentado ao  
Curso de Finanças da Universidade Federal do  
Ceará, como requisito à obtenção do título de  
Bacharel em Finanças.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Gildemir  
Ferreira da Silva.

FORTALEZA  
2020

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

V667d Viana, Jade Vitor.  
DESENHO DE UM MECANISMO PARA REGULAÇÃO TARIFÁRIA DA CONCESSÃO DE GÁS  
CANALIZADO DO CEARÁ / Jade Vitor Viana. – 2020.  
40 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Faculdade de Economia,  
Administração, Atuária e Contabilidade, Curso de Finanças, Fortaleza, 2020.  
Orientação: Prof. Dr. Francisco Gildemir Ferreira da Silva.

1. Regulação por taxa de retorno. 2. Desenho de mecanismo. 3. Eficiência produtiva. I. Título.

CDD 332

---

JADE VITOR VIANA

DESENHO DE UM MECANISMO PARA A REGULAÇÃO TARIFÁRIA DA CONCESSÃO  
DE GÁS CANALIZADO DO CEARÁ

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao  
Curso de Finanças, da Universidade Federal do  
Ceará, como requisito à obtenção do título de  
Bacharel em Finanças.

Aprovada em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Francisco Gildemir Ferreira da Silva (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Vitor Borges Monteiro  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Mario Augusto Parente Monteiro  
Universidade Estadual do Ceará (UECE)

## **AGRADECIMENTOS**

À minha mãe que renunciou seus projetos para que eu pudesse realizar o sonho da minha formação acadêmica, pois este foi o principal motivo de eu conseguir chegar até aqui.

Ao meu pai, por todo o apoio e confiança depositada em mim.

Ao meu querido namorado, que foi meu ombro amigo e minha fonte de motivação diante das dificuldades.

Ao meu orientador Professor Dr. Francisco Gildemir pelos seus ensinamentos valiosos e por sua compreensão.

*“When the monopoly has private information about its cost or demand, its regulation by a regulatory commission becomes a principal agent problem”*. Laffont e Martimort (2001).

## RESUMO

A metodologia de cálculo da tarifa média definida pela Agência Reguladora do Estado do Ceará - ARCE no contrato de concessão junto a concessionária Companhia Cearense de Gás - CEGAS, segue o modelo de regulação por taxa de retorno. Levando em consideração as limitações do modelo frente a assimetria informacional pró-produtores, o presente trabalho, baseado na abordagem teórica de Baron e Myerson (1982), buscou desenhar um mecanismo no modelo original com o objetivo de induzir a concessionária a anunciar custos baixos e buscar a eficiência produtiva. Para a avaliação dos modelos, foi realizado um estudo de caso, utilizando dados projetados de custo e volume fornecidos pela ARCE dos anos de 2014 a 2018, no qual foram mensuradas as margens brutas médias em cada modelo com a finalidade de escolher o mais eficiente. Os resultados encontrados demonstraram que os modelos com mecanismo foram mais eficientes em relação ao modelo original, pois penalizaram a margem bruta pela improdutividade da CEGAS ao longo dos anos. No entanto, não houveram dados para testar a hipótese de Baron e Myerson (1982), de que o bem-estar econômico no modelo com mecanismo é maior do que no modelo original, mesmo na situação em que há um incremento na tarifa decorrente do aumento da produtividade da concessionária.

**Palavras-chave:** Regulação por taxa de retorno. Desenho de mecanismo. Eficiência produtiva.

## ABSTRACT

The average tariff calculation methodology defined by Agência Reguladora do Estado do Ceará - ARCE in the concession contract with the Companhia Cearense de Gás -CEGAS concessionaire, follows the model of rate-of-return regulation. Taking into account the limitations of the model in the face of pro-producer information asymmetry, the present work, based on the theoretical approach of Baron and Myerson (1982), sought to design a mechanism in the original model with the objective of inducing the concessionaire to advertise low costs and seek productive efficiency. For the evaluation of the models, a case study was carried out, using projected cost and volume data provided by ARCE for the years 2014 to 2018, in which the average gross margins in each model were measured in order to choose the most efficient one. The results found demonstrated that the models with mechanism were more efficient in relation to the original model, as they penalized the gross margin for the unproductiveness of CEGAS over the years. However, there was no data to test the hypothesis of Baron and Myerson (1982), that the economic well-being in the model with mechanism is greater than in the original model, even in the situation where there is an increase in the tariff due to the increase the concessionaire's productivity.

**Keywords:** Tax return regulation. Mecanism Design. Productive efficiency.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Composição da matriz energética mundial durante os anos de 1990 a 2016.....	24
Figura 2 – Estatística descritiva das variáveis explicativas do modelo.....	28

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custos por unidade de gás produzido. ....	27
Tabela 2 – Valores do indicador “ $\gamma$ ” para os anos de 2015 a 2018. ....	33
Tabela 3 - Valores do indicador " $\alpha$ " para os anos de 2015 a 2018. ....	33
Tabela 4 - Valor das margens brutas dos anos de 2015 a 2018. ....	34
Tabela 5 – Média das margens brutas em cada modelo .....	34

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARCE	Agência Reguladora de Serviços Delegados do Estado do Ceará
CEGÁS	Companhia de Gás do Ceará
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
KTOES	Thousand Tonnes of Oil Equivalent

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO .....	14
1.1 Objetivo .....	14
1.1.1 Objetivo geral.....	14
1.1.2 Objetivos específicos .....	14
1.2 Justificativa .....	14
1.3 Delimitação do tema .....	15
1.4 Estrutura do trabalho .....	15
2 REFERENCIAL TEÓRICO.....	16
2.1 O problema do <i>Principal-Agent</i> .....	16
2.1.1 <i>O problema do Principal – Agent na relação entre regulador e firma regulada</i> ..	16
2.2 Regulação de preços de monopólios naturais.....	17
2.2.1 <i>Pressupostos para regulação de preços de monopólios naturais</i> .....	17
2.2.2 <i>Modelos tarifários na regulação de preços</i> .....	18
2.2.2.1 <i>Regulação por taxa de retorno</i> .....	18
2.2.2.1.1 <i>O mecanismo de regulação por taxa de retorno aplicado à regulação da ARCE.</i> 20	
2.2.2.2 <i>Regulação tarifária por preço-teto</i> .....	21
2.2.2.3 <i>Regulação por taxa de retorno vinculada a um mecanismo de desempenho</i> ... 22	
2.3 Características do setor de gás natural.....	23
2.3.1 <i>Estrutura de mercado</i> .....	23
2.3.2 <i>Segmentos da indústria de gás natural</i> .....	23
2.3.3 <i>Os benefícios do gás natural e sua importância na matriz energética mundial</i> ..	24
2.3.4 <i>A oferta de gás natural no Brasil</i> .....	25
2.3.5 <i>Regulação do gás natural no Brasil</i> .....	25
3 METODOLOGIA.....	26
3.1 Construção da base de dados.....	26
3.1.1 <i>CCI: Custo operacional e custo de capital</i> .....	28
3.1.2 <i>Depreciação</i> .....	29
3.1.3 <i>Ajustes</i> .....	29
3.1.4 <i>Aumento da produtividade</i> .....	29
3.2 Desenho dos mecanismos .....	29
3.2.1 <i>Modelo 1: Regulação por taxa de retorno</i> .....	30
3.2.2 <i>Modelo 2: Regulação por taxa de retorno com mecanismo <math>P = \gamma * MB</math></i> .....	30
3.2.3 <i>Modelo 3: Regulação por taxa de retorno, com mecanismo <math>P = a * MB</math></i> .....	31
4 RESULTADOS .....	32

<b>4.1 Cálculo dos indicadores .....</b>	<b>32</b>
<b>4.2 Cálculo das margens brutas médias .....</b>	<b>33</b>
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>35</b>

## **INTRODUÇÃO**

### **1.1 Objetivo**

#### ***1.1.1 Objetivo geral***

O presente trabalho tem como objetivo desenhar um mecanismo para o modelo tarifário utilizado pela ARCE, que produza incentivos ao aumento da produtividade da concessionária de gás canalizado do estado do Ceará.

#### ***1.1.2 Objetivos específicos***

- a) Descrever como funciona a relação *Principal-Agent* e os incentivos à firma regulada diante dos modelos tarifários de regulação por taxa de retorno e *price cap*, apresentando suas limitações em um ambiente de assimetria informacional pró-produtores.
- b) Construir modelos tarifários vinculados a mecanismos de desempenho de produtividade.
- c) Mensurar o valor da margem bruta em cada modelo através dos dados do relatório de revisão da margem bruta fornecidos pela ARCE
- d) Comparar a eficiência dos modelos, utilizando como parâmetro a margem bruta média.

### **1.2 Justificativa**

No modelo de regulação tarifária presente no contrato de concessão atual da CEGÁS, os custos despendidos pela concessionária podem ser transferidos para os consumidores por meio do aumento da tarifa, desde que a margem de lucro da concessionária não ultrapasse o limite estabelecido no contrato. No modelo de regulação por taxa interna de retorno a porcentagem da margem de lucro é fixa e baseada no custo de capital da concessionária consequentemente a firma regulada possui incentivos negativos de investir em bens de capital além do ponto eficiente de forma a maximizar os seus lucros.

Tendo em vista que no modelo atual há incentivos negativos à elevação dos

custos, o presente trabalho busca trazer como alternativa um modelo tarifário, onde a tarifa média da concessionária possa ser reajustada com base em mecanismos atrelados à produtividade, pois dessa forma, haverá um incentivo à redução de custos e ao aumento da quantidade de gás produzido.

### **1.3 Delimitação do tema**

O presente trabalho é de caráter descritivo e exploratório que possui como objeto de estudo a eficiência produtiva do modelo de cálculo da tarifa média utilizado pela ARCE para regulação tarifária da concessão de gás canalizado.

Para isso, inicialmente foi realizada uma revisão bibliográfica para apresentar as limitações do modelo de regulação por taxa de retorno adotado pela ARCE e do modelo *price cap* frente à assimetria informacional pró produtores, visto que nesses modelos a firma possui incentivos negativos de deturpar seus custos e omitir informações importantes para definição de parâmetros pelos reguladores.

Nesse contexto, o trabalho seguirá a abordagem teórica de Baron e Myerson (1982), onde o objetivo é desenhar um mecanismo para o modelo tarifário atual que seja capaz de produzir incentivos ao aumento da produção e ao anúncio de custos baixos pela concessionária.

A partir dos dados fornecidos pela ARCE, será realizado um estudo de caso aplicado a regulação tarifária da ARCE para a avaliação da eficiência produtiva dos modelos construídos frente ao modelo original.

### **1.4 Estrutura do trabalho**

O trabalho está dividido em 5 seções, onde a primeira apresenta o objetivo, a justificativa, a delimitação do tema e a estrutura do trabalho. A segunda revisa a literatura sobre o problema do *Principal-Agent*, as motivações da regulação de preços de monopólios naturais, os principais modelos tarifários utilizados para essa finalidade, bem como suas limitações e uma descrição sobre as características do setor de gás natural no Brasil e no mundo.

Na terceira seção é apresentada a metodologia utilizada na pesquisa para consecução dos objetivos propostos. Na quarta é apresentada a análise dos resultados,

onde são feitas as avaliações dos modelos construídos, tomando como base o valor da margem bruta média.

Por fim, a última seção traz as considerações finais, onde será avaliado o êxito do trabalho na consecução do objetivo proposto, além de recomendadas análises sobre o tema.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

### **2.1 O problema do *Principal-Agent***

Segundo Bugarin (2016), o modelo *Principal-Agent* é uma relação onde o principal deseja que o agente realize uma tarefa adequadamente para um objetivo acordado. Porém, as ações do agente podem não estar alinhadas com o objetivo do principal, pois este possui seus próprios interesses e busca atingi-los para maximizar seu bem-estar. Portanto, o principal opera em um regime de incerteza, pois não consegue observar perfeitamente as ações do agente, já que estas geralmente envolvem altos custos de monitoração.

A assimetria informacional é, portanto, o que traz conflitos à relação *Principal – Agent*, pois o agente possuirá incentivos de mudança de comportamento pós-contratual buscando maximizar seu bem-estar em detrimento dos interesses do principal, o que pode dar margem a ocorrência de risco moral<sup>1</sup>.

#### **2.1.1 O problema do *Principal – Agent* na relação entre regulador e firma regulada**

Laffont e Martimort (2001), afirma que a relação entre uma comissão de regulação e uma firma regulada, torna-se um problema de *Principal- Agent* quando o monopólio tem informações privadas sobre seus custos ou demanda.

Dessa forma, de acordo com Junior e Pires (2000), “As decisões tomadas pelo regulador estão subordinadas às informações fornecidas pelos regulados”, estes últimos, tendem a omitir informações importantes para o estabelecimento de parâmetros de custo, esforço e produtividade pelo regulador.

---

<sup>1</sup> Risco moral se refere à possibilidade de um agente econômico mudar seu comportamento de acordo com os diferentes contextos nos quais ocorrem as transações econômicas.

Portanto, segundo Junior e Pires (2000), para que o regulador consiga garantir a qualidade no serviço prestado e a razoabilidade nos preços, ele deve criar um sistema que induza a firma a revelar as informações que ele necessita ou a induza a ser eficiente e repartir ganhos de eficiência com os consumidores.

## **2.2 Regulação de preços de monopólios naturais.**

Nessa seção, serão apresentados os motivos que levam à necessidade de regulação de preços dos monopólios naturais e os mecanismos utilizados nos contratos de concessões para essa finalidade.

### ***2.2.1 Pressupostos para regulação de preços de monopólios naturais***

Possas *et. al.* (2001) relata que a presença de um monopólio natural pode ser identificada, quando ocorrem elevadas economias de escala, ou seja, quando seus custos médios de longo prazo são decrescentes à medida que a produção se expande. Além disso, há a premissa de sub aditividade de custo ou economias de escopo, o que aponta para atuação de um único produtor uma vez que o custo de um *player* produzindo um produto é sempre menor do que na situação em que mais de um produtor produz, o que faz os produtos e serviços serem ofertados à preços menores. Portanto, a presença de monopólio natural é legítima na economia, pois este atua com eficiência produtiva.

Entretanto, de acordo com Bregman (2006), “A atuação de uma única firma no mercado e sua intenção de maximizar lucros, devem levar a uma alocação ineficiente de recursos” à medida que o monopolista possuirá incentivos de estabelecer os preços dos produtos acima do custo marginal. O objetivo da regulação, portanto, é garantir que a maximização da utilidade dos consumidores seja alcançada em um ambiente onde a firma maximiza seus lucros. Para isso, deve ser definido uma tarifa ótima, que é baseada no comportamento do custo médio das empresas.

De acordo com Benjó (1999), na situação em que a interseção da curva de custo marginal com a curva de demanda, ou seja, o ponto ótimo ocorre acima do custo médio de produção, a tarefa do regulador é fazer com que a firma eleve seu nível de produção para que esta atinja o ponto ótimo, chamado de *first best*. Essa situação é a mais desejável para os consumidores, pois a precificação é baseada no custo marginal e dessa forma, toda a ineficiência produzida pelo monopólio é eliminada.

Porém, um monopólio natural se caracteriza pela interseção da curva de custo marginal com a curva de demanda ocorrer abaixo do custo médio de produção. Dessa forma, a precificação deve ser baseada no custo médio, já que basear-se no custo marginal para estabelecer a tarifa ótima levaria a firma a ter prejuízos à medida que o monopólio fosse obrigado a cobrar um preço inferior a seu custo médio. Por isso, nessa situação, somente parte da ineficiência pode ser eliminada pelo regulador.

### ***2.2.2 Modelos tarifários na regulação de preços***

A remuneração das concessionárias de serviços públicos não essenciais ocorre por meio de tarifas, que devem ser reguladas quando a natureza da atividade da concessionária possui características de monopólio natural, pois nesse caso, o monopolista possui incentivos de reduzir a quantidade de serviços prestada e dessa forma, praticar preços que estejam acima do custo marginal, capturando o excedente do consumidor e causando ineficiência alocativa na economia.

Em um ambiente de informação assimétrica pró-produtores, a regulação tarifária deve possuir mecanismos de incentivo que além corrigir a ineficiência alocativa, possa viabilizar um retorno razoável sobre o capital investido da empresa. Portanto, o contrato de concessão deve contemplar a escolha de um modelo de reajuste tarifário que de acordo com Pires e Piccinini (1999) garanta preços baixos e elevados níveis de produção.

Kupfer e Hasenclever (2002) citaram alguns modelos de regulação de preços que são utilizadas pelos órgãos reguladores, são eles: Regulação por taxa de retorno, *price cap*, regra do componente de preço eficiente, regra de *Ramsey* e tarifa em duas partes.

As subseções a seguir são destinadas a descrever os modelos de regulação por taxa de retorno e *price cap*.

#### ***2.2.2.1 Regulação por taxa de retorno***

Segundo Kupfer e Hasenclever (2002), o método de regulação por taxa de retorno consiste em fixar taxas de retorno “justas” para cada serviço prestado que sejam capazes de remunerar adequadamente os investimentos em capital da concessionária e, além disso, proporcionar um preço e qualidade razoáveis aos consumidores.

O processo de definição das tarifas deve levar em consideração os custos despendidos pela concessionária e uma taxa de lucro normal sobre o capital investido

como mostra a equação a seguir.

$$\sum_{i=1}^n p_i Q_i = CV(Q_1, Q_2, \dots, Q_n) + \pi(K) \quad (1)$$

Na equação, a receita total da concessionária formada a partir das tarifas multiplicadas pela quantidade ofertada de serviços deve ser igual ao custo operacional somado a uma taxa normal de lucro.

Benjó (1999) define o cálculo da taxa de retorno da firma, a partir da equação abaixo.

$$TR = \frac{PQ - wL}{K} \quad (2)$$

Onde, TR é a taxa de retorno da firma, que é explicada pelo valor da diferença entre a receita e os custos, dividido pelos investimentos em bens de capital K.

A concessionária possui liberdade de escolher o nível de serviços ofertados, de insumos produtivos, das tarifas e dos investimentos em bens de capital desde que a margem de lucro líquida não ultrapasse a porcentagem fixada em contrato pelo regulador. Portanto a firma se depara com a restrição abaixo, onde a taxa de retorno da firma regulada deve ser menor ou igual a taxa de retorno definida pelo regulador.

$$TR \geq \frac{PQ - wL}{K} \quad (3)$$

Saintive e Chacur (2006) relatam que as dificuldades do regulador compreendem o estabelecimento de parâmetros como: a definição dos ativos a serem incluídos no valor de capital da firma, a determinação da taxa interna de retorno que remunere adequadamente os investimentos da firma, a correta estimação da demanda do setor e a determinação das despesas operacionais da firma.

Segundo Saintive e Chacur (2006), o primeiro problema da regulação por taxa de retorno é de que os custos com bens de capital são repassados para o consumidor através do aumento da tarifa, o que faz com que a firma tenha uma tendência de sobre investir nesse tipo de bem. Por isso, o primeiro desafio do regulador é realizar uma

análise dos bens de capital úteis para a empresa que poderão ser incorporados ao seu valor de capital.

O segundo problema diz respeito a escolha da taxa de retorno que remunere adequadamente a firma e produza incentivos à eficiência produtiva. Na prática, a taxa de retorno tende a ser estabelecida acima do nível de mercado e dessa forma, a empresa possui incentivos de investir excessivamente em bens de capital, causando alocação ineficiente de recursos pois na situação em que a firma obtém o retorno de mercado, somente escolheria uma quantidade acentuada de capital se o nível de produção fosse muito maior. Essa situação na literatura é chamada de efeito *Averch-Johnson*.

O terceiro problema é a necessidade do regulador de possuir a informação perfeita sobre o comportamento da curva de demanda do setor para determinar corretamente o preço.

O último problema diz respeito à definição dos custos operacionais da empresa, pois em um ambiente de assimetria informacional, o processo de monitoração dos parâmetros de custos da empresa torna-se custoso.

Portanto, há o risco de estabelecer parâmetros errôneos de custo e produtividade, que pode levar a perdas no bem-estar econômico dos consumidores ou levar a firma a ter prejuízo.

#### 2.2.2.1.1 O mecanismo de regulação por taxa de retorno aplicado à regulação da ARCE.

No contrato de concessão firmado entre a ARCE e sua concessionária de gás canalizado no ano de 1993, a metodologia de cálculo das tarifas segue o modelo de regulação por taxa de retorno.

Em primeiro plano, é estabelecido a tarifa média de gás natural a ser praticada pela concessionária distribuidora de gás canalizado. A composição da tarifa média é definida pela agência conforme a fórmula abaixo.

$$TM = PV + MB \quad (4)$$

A equação mostra que a tarifa média deve ser igual ao preço de venda do gás natural estabelecido pela Petrobrás somado a margem bruta de distribuição da concessionária.

O preço de venda é uma variável exógena definida pela Petrobrás. Já o cálculo da margem bruta é baseado na avaliação prospectiva dos custos dos serviços, na

remuneração e depreciação dos investimentos vinculados aos serviços e na projeção do volume de gás a ser vendido durante o ano.

A tarifa média pode ser reajustada com base do IGP e a aprovação da tarifa por parte da agência reguladora baseia-se na avaliação dos custos anuais da concessionária. Já a revisão da margem bruta é baseada nos parâmetros da equação a seguir.

$$MB = CCI + D + A + P \quad (5)$$

Onde, CCI representa os custos do capital investido, o D representa a depreciação, o A representa os ajustes nos preços e o P representa o aumento de produtividade.

Tendo em vista que o cálculo das tarifas é baseado no custo do capital investido e não possui um teto de valor, a concessionária possui incentivos de investir além do valor necessário, e dessa forma, os custos acabam sendo repassados aos consumidores, já que a avaliação dos investimentos é feita *ex-post* e utiliza custos prospectivos, pois a agência reguladora não possui a informação perfeita sobre os verdadeiros parâmetros de custo da concessionária.

#### 2.2.2.2 Regulação tarifária por preço-teto

Segundo Saintive e Chacur (2006):

*“Nos últimos vinte anos, o quadro de reformas e privatizações em diversos países, Originou experimentos no que se refere à regulação dos setores ditos monopólios naturais, notadamente os serviços de utilidade pública. Diversas inovações regulatórias foram implementadas em vários países, e a Inglaterra foi pioneira nesse campo. O principal resultado foi a regulação tarifária por preço-teto.”*

O método consiste em fixar um teto tarifário para os serviços ofertados pela firma. Portanto, a tarifa cobrada pela firma deve ser limitada por esse teto.

Os reajustes de tarifas pelo modelo *price cap* também possuem um teto e são calculados com base em um índice geral de preços descontado de um percentual de aumento de produtividade observado no período anterior.

De acordo com Saintive e Chacur (2006), no modelo *price cap* a firma possui incentivos de buscar a eficiência produtiva, pois como sua receita total é limitada, a única forma de conseguir uma maior lucratividade é reduzir custos. Portanto, como os períodos entre os reajustes são longos, a concessionária consegue conduzir políticas de aumento de produtividade.

Apesar de suas melhorias frente ao modelo de retorno por investimento, Saintive e Chacur (2006) destaca sua vulnerabilidade em um ambiente de assimetria informacional, pois o cálculo do percentual de aumento de produtividade envolve o levantamento de dados contábeis da empresa para definir o valor do seus ativos, o custo de capital, taxas esperadas de crescimento de produtividade, taxa de retorno da firma, entre outros.

Dessa forma, o processo de regulação torna-se complexo pois com a presença de assimetria de informação distorcida pró-produtores, a firma possui incentivos de omitir informações importantes para definição dos parâmetros pelos reguladores.

Além disso, o estabelecimento de um preço-teto, causa o subinvestimento, já que para aumentar o lucro, a empresa tende a reduzir sua base de capital.

#### *2.2.2.3 Regulação por taxa de retorno vinculada a um mecanismo de desempenho*

Nos dois modelos tarifários apresentados nas seções anteriores, é perceptível que na presença de assimetria de informação, o regulador fica sensível à informação repassada pela firma sobre seus custos.

Para lidar com esse problema, Baron e Myerson (1982) desenvolveram uma política regulatória ótima para o caso em que o regulador não conhece os custos da empresa.

O modelo consiste em estabelecer um incentivo para que a firma regulada não deturpe seus custos. Dessa forma, se a firma anunciar custos baixos, o regulador recompensa a empresa com subsídios.

Portanto, a firma possui incentivos de informar honestamente seus custos e por isso, à medida que o subsídio aumenta, a perda de bem-estar diminui. Isso acontece, pois a informação correta dos custos faz com o preço diminua e quantidade ótima aumente.

Apesar disso, o excedente do consumidor é capturado devido ao subsídio pago pelo regulador à empresa. Porém, a soma ponderada dos ganhos dos consumidores

e do lucro da firma é maior do que seria em uma política regulatória que não incentive a firma regulada à não mentir sobre seus custos.

## **2.3 Características do setor de gás natural**

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves que na temperatura ambiente e pressão atmosférica permanece em estado gasoso. Sua produção ocorre por meio da perfuração em reservatórios subterrâneos e por ser um combustível fóssil é encontrado em formações rochosas subterrâneas ou em reservatórios de hidrocarbonetos em camadas de carvão através de jazidas de petróleo.

Nessa seção serão apresentadas as características da indústria de gás natural, levando em consideração a descrição da sua estrutura de mercado, de todas as cadeias que compreendem o setor, dos benefícios da utilização do gás natural frente a outros energéticos e sua importância na matriz energética do Brasil e do mundo.

### **2.3.1 Estrutura de mercado**

Segundo Viscusi *et. al.* (1992), a indústria de gás natural é caracterizada por ser um monopólio natural, pois tanto os oleodutos, como os sistemas de distribuição são qualificados como economias de escala, visto que o custo fixo de entrar nesse mercado é acentuado e o custo marginal é relativamente baixo.

Porém, Viscusi *et. al.* (1992) afirma que “É importante reconhecer que as forças competitivas ainda estão em ação, na medida em que o gás natural compete com outras fontes de energia” e por isso, seu preço depende também de seus substitutos.

### **2.3.2 Segmentos da indústria de gás natural.**

Segundo o Atlas de Energia Elétrica no Brasil (2008), a cadeia produtiva do gás natural envolve seis segmentos: A primeira é a exploração, onde há a pesquisa dos campos promissores para conter o gás natural. A segunda é a exploração, onde será instalada a infraestrutura e a tecnologia necessária para perfuração dos reservatórios de gás natural. A terceira etapa envolve a produção, processamento em campo (para separação do petróleo em caso de o gás ser associado) e o transporte até a base de armazenamento, através de gasodutos de escoamento da produção.

A quarta etapa é o processamento, na qual se retiram as frações pesadas e se

realiza a compressão do gás. A quinta é o transporte do gás natural às distribuidoras locais e o armazenamento (esta última não existe no Brasil, mas é comum em países de clima frio, de modo a formar um estoque regulador para o inverno). E, finalmente, há a distribuição, que é a entrega do gás natural ao consumidor final, através de gasodutos.

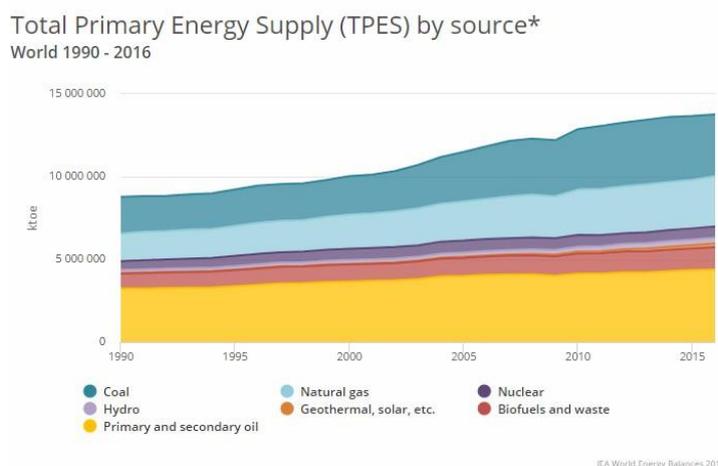
### 2.3.3 Os benefícios do gás natural e sua importância na matriz energética mundial

De acordo com o Atlas de energia elétrica no Brasil (2008), o gás natural pode ser utilizado na geração de energia elétrica nas usinas termelétricas, em motores de combustão do setor de transportes e na produção de chamas, calor e vapor, sendo dessa forma, um substituto do GLP.

No mundo, a demanda por gás natural é ascendente pois são notáveis os seus benefícios ecológicos e econômicos frente a outras fontes energéticas como o petróleo e o carvão. Entre as vantagens ecológicas, pode-se citar o fato de que o processo de combustão do gás natural libera menos poluentes, como o monóxido de carbono e o enxofre, que é o grande causador das chuvas ácidas. Além disso, pode ser utilizado como uma fonte de energia substituta da lenha e do carvão vegetal, diminuindo o desmatamento.

No setor automotivo, o gás natural veicular possui uma queima mais completa do que combustíveis líquidos, pois libera menos resíduos, o que é responsável por prolongar a duração dos motores pois estes se mantem em boas condições de limpeza. A partir da Figura 1, é possível observar a composição da matriz energética mundial desde 1990 a 2016.

Figura 1: Composição da matriz energética mundial durante os anos de 1990 a 2016.



Fonte: *Internacional Energy Agency*, 2018

É notável que a participação do gás natural como fonte energética vem

crescendo acentuadamente durante os anos. Segundo a *Internacional Energy Agency* (2018), no ano de 2016 ficou atrás somente do carvão e petróleo, com uma quantidade total produzida de 3.034.954 ktoes que corresponde a 22,10% da matriz energética mundial.

#### **2.3.4 A oferta de gás natural no Brasil**

No Brasil, a maior parte dos reservatórios de gás natural localizam-se em campos marítimos profundos ou ultra profundos associados ao petróleo.

Segundo Mendes *et. al.* (2015):

*“A oferta de gás natural no Brasil compõe-se, basicamente, da produção nacional, da importação via gasoduto Brasil-Bolívia e da importação de gás natural liquefeito (GNL) por meio de navios gaseiros (metaneiros). Importam-se ainda, pequenos volumes da Argentina.”*

O gás importado em estado líquido é chamado Gás Natural Liquefeito e é regaseificado nos terminais da Petrobrás: Pecém (CE), Bahia de Todos os Santos (BA) e Baía de Guanabara (RJ).

Segundo o Atlas de Energia Elétrica no Brasil (2008), até meados de 2008, o Brasil ainda era acentuadamente dependente das importações bolivianas. Porém, com a descoberta do campo de Júpiter na Bacia de Santos, foi dado o primeiro passo para a autossuficiência, já que de acordo com o Plano Nacional de Energia 2030 (2007), as reservas de gás natural do Brasil, principalmente da Bacia de Santos e da Bacia de Campos, impulsionam o potencial de produção no Brasil e são suficientes para abastecer o país por mais de 30 anos.

#### **2.3.5 Regulação do gás natural no Brasil**

Atualmente, a indústria do gás natural no Brasil caracteriza-se por ser um monopólio natural, pois todo processo de exploração, produção, processamento e transporte do gás natural é realizado pela Petrobrás. Já o serviço de distribuição do gás natural é realizado por concessionárias, que formam monopólios locais nas regiões onde atuam.

Tendo em vista que a concentração do mercado de gás natural é acentuada em todas as suas cadeias, surge a necessidade de regulação. A regulação e fiscalização da

indústria do gás canalizado é de competência da ANP que atua em conjunto com agências reguladoras estaduais, sendo estas últimas responsáveis excepcionalmente pela regulação da distribuição do gás canalizado.

Segundo Krauser e Pinto Jr (1998) “O mercado brasileiro de GN pode ser descrito como incipiente, função da sua baixa penetração na matriz energética e da pequena extensão dos gasodutos”, esse problema decorre da verticalização do mercado de gás natural, que impõe barreiras à entrada de novos agentes em níveis diversos da cadeia produtiva.

Portanto, de acordo com Krauser e Pinto Jr (1998), as tarefas da regulação da indústria do gás natural são a introdução e defesa da concorrência, dar condições econômicas de acesso a gasodutos a novos agentes, garantir condições de qualidade e regularidade da distribuição e regular as tarifas de distribuição.

Nesse contexto, visando fomentar a competitividade na indústria de gás natural no Brasil, segue em tramitação no Senado a aprovação do Projeto de Lei (PL) nº 6.407/2013 que substituirá a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Uma das propostas da lei é a exploração e construção de novos gasodutos de transporte por regime de autorização e não mais de concessão, o que mitigará a barreira a entrada de novos agentes no mercado, promovendo maior competitividade e mais investimentos no setor, com impactos esperados sobre o aumento da oferta do gás canalizado e sua redução de preço.

### **3 METODOLOGIA**

A metodologia utilizada no trabalho segue uma abordagem quali-quantitativa, uma vez que as análises e procedimentos quantitativos que serão realizados, são amparados pela revisão de literatura.

O procedimento utilizado será um estudo de caso que seguirá as seguintes etapas: A construção da base de dados, o desenho dos mecanismos para a construção dos novos modelos tarifários, os cálculos dos indicadores de desempenho e por fim, o cálculo das margens brutas.

#### **3.1 Construção da base de dados**

A base de dados utilizada para a análise, será construída a partir dos dados coletados dos relatórios de revisão da margem bruta fornecidos pela ARCE referente aos anos de 2014 a 2018.

No relatório a margem bruta é calculada com base na projeção dos custos e da produção de gás canalizado para o ano vigente.

A Tabela 1 apresenta os dados referentes aos custos unitários do gás canalizado

Tabela 1 – Custos por unidade de gás produzido

-	CCI	D	A	P
2014	0,0652	0,0162	-0,0010	0,0000
2015	0,0751	0,0212	-0,0042	0,0000
2016	0,0839	0,0293	0,0099	0,0000
2017	0,1059	0,0328	0,0142	0,0000
2018	0,1740	0,0535	0,0026	0,0000

Fonte: Autoral

Os custos unitários, foram calculados através da divisão de cada custo pelo valor previsto de vendas, também informado no relatório.

As variáveis explicativas utilizadas para o cálculo das margens brutas em cada modelo, serão:

- CCI – Custo Operacional (CO) + Custo de Capital (CC)
- D – Depreciação
- A – Ajuste nos preços
- P – Produtividade

A Figura 2 apresenta a estatísticas descritiva das variáveis explicativas que serão utilizadas nos modelos

Figura 2 – Estatística descritiva das variáveis explicativas do modelo

CCI		D		A		P	
Min.	:0.06522	Min.	:0.01621	Min.	:-0.0042000	Min.	:0
1st Qu.	:0.07515	1st Qu.	:0.02123	1st Qu.	:-0.0009707	1st Qu.	:0
Median	:0.08386	Median	:0.02927	Median	: 0.0026000	Median	:0
Mean	:0.10083	Mean	:0.03058	Mean	: 0.0043059	Mean	:0
3rd Qu.	:0.10587	3rd Qu.	:0.03275	3rd Qu.	: 0.0099000	3rd Qu.	:0
Max.	:0.17404	Max.	:0.05346	Max.	: 0.0142000	Max.	:0

Fonte: Autoral

### 3.1.1 CCI: Custo operacional e custo de capital

A variável explicativa CCI é composta pela soma dos custos operacionais e dos custos de capital.

Custos operacionais são todos os gastos que estão diretamente ligados a atividade produtiva da empresa. De acordo com o contrato de concessão, os custos operacionais são calculados com base na seguinte fórmula:

$$CO = \frac{P + DG + SC + M + DT + DP + CF + DC * (1 + TRS)}{0,8 * V} \quad (6)$$

Ou seja, o custo operacional é calculado através da soma das despesas com pessoal (P), despesas gerais (DG), serviços contratados (SC), despesas com material (M), despesas tributárias (DT), diferenças com perdas de gás (DC), multiplicado pela taxa de remuneração de 20% sobre os custos despendidos. O resultado é dividido pelo valor de 80% sobre as previsões de vendas para o período de um ano (V).

Já o custo de capital, está associado ao retorno do investimento. Por isso, ele é calculado através da multiplicação da taxa de remuneração pelos investimentos realizados ou a realizar em um período de um ano, somado ao imposto de renda, conforme equação abaixo.

$$CC = \frac{INV * TR + IR}{0,8 * V} \quad (7)$$

Onde, INV são os investimentos, TR é a taxa de remuneração, IR o imposto de renda e V representa a previsão das vendas para o período de um ano.

### ***3.1.2 Depreciação***

De acordo com o contrato de concessão, será considerada uma depreciação linear de 10 anos para a rede de distribuição. A depreciação é calculada através da equação abaixo.

$$D = 0,10 * INV \quad (8)$$

Ou seja, a depreciação corresponde a 10% sobre os investimentos.

### ***3.1.3 Ajustes***

Os ajustes são as diferenças entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais, que serão compensadas para mais ou para menos na planilha.

### ***3.1.4 Aumento da produtividade***

Na planilha incidirá uma parcela destinada a transferir 50% da redução no custo unitário que a concessionária conseguir obter ao longo do ano, em relação ano anterior.

## **3.2 Desenho dos mecanismos**

Nessa etapa serão desenhados os mecanismos de desempenho para a construção dos novos modelos tarifários. Os modelos serão criados a partir do modelo

original de regulação por taxa de retorno utilizado pela ARCE, onde a variável produtividade influenciará a margem bruta por meio de indicadores de redução e produtividade dos custos.

### **3.2.1 Modelo 1: Regulação por taxa de retorno**

No modelo tarifário praticado pela ARCE, a margem bruta é explicada pelos parâmetros abaixo:

$$MB = CCI + D + A + P \quad (9)$$

Onde, CCI representa a soma dos custos operacionais e de capital, o D representa a depreciação, o A representa os ajustes nos preços e o P representa o aumento de produtividade.

Nesse modelo, é perceptível que há incentivos negativos à elevação de custos por parte da concessionária pois assegura que todos estes serão repassados aos consumidores. Além disso, nesse tipo de regulação tarifária, a taxa de retorno varia positivamente com o aumento nos custos com investimentos, o que estimula o sobreinvestimento em bens de capital.

### **3.2.2 Modelo 2: Regulação por taxa de retorno com mecanismo $P = \gamma * MB$**

Esse modelo é derivado do original com a introdução do mecanismo de desempenho  $P = \gamma * MB$ , onde a produtividade influenciará na margem bruta, por meio do indicador de reajuste  $\gamma$ , que mede a variação entre os custos por unidade de gás projetados para ano vigente em relação ao custo unitário do que foi produzido no ano anterior.

Portanto,  $\gamma$  funciona como um indicador de produtividade, pois mede se houve redução ou aumento nos custos unitários da concessionária.

O indicador  $\gamma$  para cada ano, foi medido pela seguinte fórmula:

$$\gamma = 1 - \left( \frac{CCI_t/V_t}{CCI_{t-1}/V_{t-1}} \right) \quad (10)$$

Onde, CCI é a soma dos custos operacionais e de capital e V é o volume de vendas projetado.

Sendo P linear e com indicador de reajuste  $\gamma$ , tem-se a seguinte equação:

$$P = \gamma * MB \quad (11)$$

Substituindo (11) em (9), tem-se a seguinte equação:

$$MB = CCI + D + A + (\gamma * MB) \quad (12)$$

Isolando MB, obtém-se:

$$MB = \frac{CCI + D + A}{1 - \gamma} \quad (13)$$

Nesse modelo, na situação em que o indicador de reajuste  $\gamma$  é positivo, por exemplo, significa que houve uma redução nos custos unitários que influenciou positivamente a produtividade. Portanto, a agência reguladora subsidiará a concessionária, ajustando a margem bruta em  $\frac{1}{1-\gamma}$ .

### **3.2.3 Modelo 3: Regulação por taxa de retorno, com mecanismo $P = a * MB$**

Nesse modelo, o custo de capital influenciará na produtividade, por meio do indicador  $\alpha$ , que mede a variação entre o volume de gás produzido por unidade monetária de custo do ano vigente em relação ao ano anterior.

Portanto,  $\alpha$  funciona como um indicador de produtividade do custo de capital, pois avalia como o custo de capital, representado por “CC”, impactou a quantidade produzida no ano vigente em relação ao ano anterior.

O indicador  $\alpha$  será medido da seguinte forma:

$$\alpha = \frac{V_t/CC_t}{V_{t-1}/CC_{t-1}} - 1 \quad (14)$$

Onde,  $V$  representa o volume de vendas projetado e  $CC$  representa o custo de capital.

Portanto, sendo  $P$  linear e com indicador de reajuste  $\alpha$ , toma-se a seguinte relação:

$$P = \alpha * MB \quad (15)$$

Substituindo (15) em (9), obtém-se:

$$MB = CCI + D + A + (\alpha * MB) \quad (16)$$

Isolando  $MB$ , obtém-se a equação (15).

$$MB = \frac{CCI + D + A}{1 - \alpha} \quad (17)$$

Na equação, quando o  $\alpha$  for positivo, por exemplo, significa que um aumento no custo de capital fez a quantidade produzida aumentar, o que influenciará positivamente a produtividade. Portanto, a agência reguladora subsidiará a concessionária, ajustando o valor da margem bruta da concessionária em  $\frac{1}{1-\alpha}$ .

## 4 RESULTADOS

### 4.1 Cálculo dos indicadores

Em primeiro plano, foram calculados os parâmetros  $\gamma$  e  $\alpha$  dos modelos, a partir da construção de indicadores de produtividade.

Para mensurar o indicador de produtividade  $\gamma$  de cada ano, foi calculada a variação do custo por unidade de gás produzido do ano vigente em relação ao ano anterior.

Através do indicador, é possível analisar se a concessionária se tornou mais eficiente em seus custos no ano vigente.

Os valores de  $\gamma$  para cada ano podem ser vistos na Tabela 1.

Tabela 2 – Valores do indicador " $\gamma$ " para os anos de 2015 a 2018

-	2015	2016	2017	2018
$\gamma$	-0,1523	-0,116	-0,2624	-0,6439

Fonte: Autoral

É possível perceber que em todos os anos houve aumento no custo por unidade de gás produzido em relação ao ano anterior, somente com uma leve diminuição no ano de 2016.

Para mensurar o indicador  $\alpha$ , foi calculada a variação do volume por unidade monetária de custo de capital investido do ano vigente em relação ao ano anterior. Através desse indicador, é possível analisar se os custos foram mais produtivos em relação ao ano anterior. Os valores de  $\alpha$  para cada ano podem ser vistos na Tabela 2.

Tabela 3-Valores do indicador " $\alpha$ " para os anos de 2015 a 2018.

-	2015	2016	2017	2018
$\alpha$	-0,2486	-0,2359	-0,0925	-0,3299

Fonte: Autoral

É possível perceber que em todos os anos os indicadores foram negativos, o que significa que os custos de capital investido foram sendo menos produtivos com o passar do tempo. Em 2017, houve uma rápida melhora no indicador, que foi seguida de uma piora expressiva de 32,99%.

Os resultados dos indicadores evidenciam os problemas decorrentes do modelo de regulação tarifária por custo de serviço, onde não há incentivos à produtividade, já que todos os custos podem ser repassados aos consumidores por meio do reajuste na tarifa média.

## 4.2 Cálculo das margens brutas médias

Após o cálculo dos indicadores, foram mensuradas as margens brutas médias em cada modelo para os anos de 2015 a 2018. Os resultados podem ser visualizados na Tabela 1.

Tabela 4-Valor das margens brutas em cada ano

-	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
2015	0,0922	0,0800	0,0738
2016	0,1230	0,1102	0,0985
2017	0,1528	0,1211	0,1399
2018	0,2301	0,1400	0,1730

Fonte: Autoral

Para comparação dos modelos, foi calculada a média das margens brutas dos anos de 2015 a 2018 em cada modelo. As médias das margens brutas para cada modelo podem ser vistas na Tabela 2.

Tabela 5-Média das margens brutas em cada modelo

-	Modelo 1	%	Modelo 2	%	Modelo 3	%
$\bar{M}$	0,1495	100%	0,1128	75,45%	0,1216	-81,30%

Fonte: Autoral

Em média, o modelo 1 mostrou-se o pior modelo, pois possui a maior margem bruta em relação aos outros. O modelo 2 foi o que apresentou o menor valor para a margem bruta, com uma redução média de 24,55% da margem bruta em relação ao modelo original, seguido do modelo 3 que apresentou uma redução média de 18,70%. Porém, nessa situação, a redução da margem bruta média nos novos modelos foi decorrente da penalização pela improdutividade da concessionária ao longo dos anos. Portanto, é necessária uma análise quantitativa para avaliar o valor da margem bruta na situação em que há um aumento na produtividade da firma ao longo dos anos e dessa forma, testar a hipótese de Baron e Myerson (1982) de que mesmo com a redução do excedente do consumidor decorrente do subsídio dado à firma, a soma ponderada dos ganhos dos consumidores e do lucro do produtor será maior em relação ao modelo original.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Inicialmente, verificou-se que o modelo tarifário utilizado para o cálculo da tarifa de gás canalizado da CEGÁS pela ARCE produzia incentivos negativos à ineficiência produtiva, visto que, pelo contrato de concessão, todos os custos podem ser repassados aos consumidores.

Buscando corrigir o problema, foi desenhado um mecanismo no modelo original, baseado na abordagem de Baron e Myerson (1982) com o objetivo induzir a concessionária aumentar sua produtividade, por meio de um reajuste na tarifa baseado em indicadores de produtividade.

Para testar a hipótese de que os novos modelos são mais eficientes em relação ao modelo original, foi realizado um estudo de caso utilizando dados dos relatórios de revisão da margem bruta dos anos de 2014 a 2018 fornecidos pela ARCE.

Em média, os modelos construídos reduziram o valor da margem bruta média em 24,55% e 18,70% respectivamente em relação ao modelo original.

Portanto, o objetivo proposto do trabalho foi atingido, visto que os novos modelos penalizaram a improdutividade da concessionária.

Porém, a pesquisa apresentou limitações pois não houve dados para testar a hipótese de Baron e Myerson (1982), no qual diz que apesar do subsídio dado à concessionária na situação em que haja o aumento da produtividade, a soma ponderada dos ganhos dos consumidores e do lucro do produtor é maior no modelo com mecanismo do que seria no modelo original.

## REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia elétrica no Brasil**. Brasília, DF: TDA Comunicação, 3. Ed, 2008. Disponível em:  
<<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf> >

Agência Reguladora de Serviços Delegados do Estado do Ceará. **Contrato de Concessão para a exploração industrial, comercial, institucional e residencial dos serviços de gás canalizado**. Fortaleza, 1993. Disponível em:  
<[https://www.arce.ce.gov.br/wp-content/.../contrato-de-concesso-cegs\\_30.12.93.pdf](https://www.arce.ce.gov.br/wp-content/.../contrato-de-concesso-cegs_30.12.93.pdf)>

BARON, D; BARON, R. Regulating a monopolist with unknown costs. **Econometrica**, vol. 50, n. 4. Disponível em:  
<<https://pdfs.semanticscholar.org/6e01/0b2e46f60f4147f8dc8365d1626641676bf1.pdf>>.

BENJÓ, I. **Fundamentos de Economia da Regulação**. Rio de Janeiro: Thex Editora, 1999.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 6407/2013**. Dispõe sobre medidas para fomentar a Indústria de Gás Natural e altera a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Brasília, DF: Congresso Nacional, 2013. Disponível em:  
<[https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop\\_mostrarintegra?codteor=1140838&filename=PL+6407/2013](https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1140838&filename=PL+6407/2013)>.

BREGMAN, D. Algumas Questões sobre a captura regulatória. **Seminário Internacional: Reestruturação e regulação do setor de energia elétrica e do gás natural**. Rio de Janeiro. 2006. Disponível em:  
<[http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/seminariointernacional/2006/artigos/pdf/Daniel\\_Bregman.pdf](http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/seminariointernacional/2006/artigos/pdf/Daniel_Bregman.pdf)>

BUGARIN, M. Teoria dos Contratos, Incentivos e o Prêmio Nobel de Economia de 2016. **Brasil, economia e governo**. Brasília, DF, 2016. Disponível em:  
<<http://www.brasil-economia-governo.org.br/2016/11/03/teoria-dos-contratos-incentivos-e-o-premio-nobel-de-economia-de-2016-contribuicoes-de-bengt-holmstrom-e-oliver-hart/>>. Acesso em: 7 julh. 2019.

FIANI, Ronaldo. Afinal, a quais interesses serve a regulação?. **Economia e Sociedade**. Campinas, v. 13, n.2, 2004. Disponível em:  
<<https://periodicos.sbu.unicamp.br/ojs/index.php/ecos/article/view/8643054/10606>>. Acesso em: 22. Julh. 2019.

HASENCLEVER, L; KUPFER, D. **Economia industrial: Fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1. Ed, 2002.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. Total primary energy supply by source. Disponível em:<[https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%](https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20supply)>

20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>. Acesso em: 20. Julh. 2019.

JUNIOR, H; PIRES, M. Assimetria de informações e problemas regulatórios. **Agência Nacional do Petróleo**. Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-9-2000.pdf>>.

KRAUSE, G; JUNIOR, H. Estrutura e regulação do mercado de gás natural. **Agência Nacional do Petróleo**. Rio de Janeiro, 1998. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-03-1998-anp.pdf>.

LAFONT, J; MARTIMORT, D. **The theory of incentives I: The principal-agent problem**. Princeton: The Princeton University Press, 1. Ed, 2001.

MENDES A; *et. al.* Mercado de gás natural no Brasil: Desafios para novo ciclo de investimentos. **BNDES**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/9614/2/BNDES%20Setorial%2042%20Mercado%20de%20g%C3%A1s%20natural%20no%20Brasil-%20desafios%20para%20novo%20ciclo%20de%20investimentos\\_P\\_BD.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/9614/2/BNDES%20Setorial%2042%20Mercado%20de%20g%C3%A1s%20natural%20no%20Brasil-%20desafios%20para%20novo%20ciclo%20de%20investimentos_P_BD.pdf)>.

Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, DF: MME, 2007. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/plano-nacional-de-energia-2\\_030](http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/plano-nacional-de-energia-2_030)>. Acesso em 20. Junh. 2020.

PETROBRÁS. **Oferta de gás natural**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/oferta-de-gas-natural/>>. Acesso em 21. junh. 2019.

PETROBRÁS. **Entra em operação comercial o maior navio regaseificador do mundo**. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/entra-em-operacao-comercial-o-maior-navio-regaseificador-do-mundo.htm>>. Acesso em 21. Julh. 2019.

PIRES, J; Piccinini, M. A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil. **BNDES**. Rio de Janeiro, 1999. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/11578/3/A%20Economia%20Brasil%20nos%20Anos%2090\\_A%20Regula%C3%A7%C3%A3o%20dos%20Setores%20de%20Infra-estrutura%20no%20Brasil\\_P.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/11578/3/A%20Economia%20Brasil%20nos%20Anos%2090_A%20Regula%C3%A7%C3%A3o%20dos%20Setores%20de%20Infra-estrutura%20no%20Brasil_P.pdf)>.

POSSAS, M; *et. al.* Defesa da concorrência e regulação. **Revista do IBRAC**. São Paulo, 2001. Disponível em: <<https://direitopoliticaeconomica.files.wordpress.com/2012/02/defesa-da-concorrc3aancia-e-regulac3a7c3a3o.pdf>>.

SAINTIVE, M; CHACUR, R. A regulação tarifária e o comportamento dos preços administrados. **TCU. Brasil**, n. 33, p. 9, 2006. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/biblioteca-digital/a-regulacao-tarifaria-e-o-comportamento-dos-precos-administrados.htm>>. Acesso em 22. Julh 2019.

VISCUSI, W; *et al.* **Economics of regulation and antitrust**. Cambridge: The MIT Press, 5. Ed, 1992.

**APÊNDICE A – DADOS DO RELATÓRIO DE REVISÃO DA MARGEM BRUTA DA ARCE**

<b>ARCE</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>Custo operacional</b>	R\$21.946.034,00	R\$23.370.418,00	R\$21.303.331,00	R\$31.184.975,00	R\$37.050.338,00
<b>Pessoal</b>	R\$11.294.827,00	R\$12.488.582,00	R\$8.308.955,00	R\$9.234.643,00	R\$13.944.922,00
<b>Despesas gerais</b>	R\$2.745.928,00	R\$3.217.847,00	R\$2.168.995,00	R\$2.837.235,00	R\$4.426.147,00
<b>serviços contratados</b>	R\$1.312.923,00	R\$903.523,00	R\$4.011.787,00	R\$9.984.872,00	R\$7.707.864,00
<b>material</b>	R\$174.136,00	R\$379.748,00	R\$364.131,00	R\$575.003,00	R\$816.198,00
<b>comercialização e publicidade</b>	R\$45.218,00	R\$45.218,00	R\$45.218,00	R\$14.000,00	R\$23.217,00
<b>despesas tributárias</b>	R\$1.995.118,00	R\$1.807.547,00	R\$2.237.934,00	R\$3.192.663,00	R\$3.280.385,00
<b>diferença com perdas de gás</b>	R\$720.212,00	R\$632.883,00	R\$615.756,00	R\$149.063,00	R\$676.549,00
<b>Remuneração</b>	R\$3.657.672,00	R\$3.895.070,00	R\$3.550.555,00	R\$5.197.496,00	R\$6.175.056,00
<b>Custo de capital</b>	R\$14.583.408,00	R\$19.993.459,00	R\$25.077.116,00	R\$27.870.741,00	R\$27.769.184,00
<b>remuneração</b>	R\$10.450.576,00	R\$15.071.697,00	R\$20.064.381,00	R\$22.052.141,00	R\$21.799.844,00
<b>tributos (IR/CSLL)</b>	R\$4.132.832,00	R\$4.921.762,00	R\$5.012.735,00	R\$5.818.600,00	R\$5.969.340,00
<b>Depreciação</b>	R\$9.077.253,00	R\$12.248.206,00	R\$16.190.025,00	R\$18.270.542,00	R\$19.909.763,00
<b>Subtotal</b>	R\$45.606.695,00	R\$55.612.083,00	R\$62.570.472,00	R\$77.326.258,00	R\$84.729.285,00
<b>Volume</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>A ser faturado</b>	700149513,00	721305608,00	691313249,00	697272004,00	465551627,00
<b>de referência</b>	560119610,00	577044486,00	553050599,00	557817603,00	372441301,00
<b>Subtotal</b>	R\$0,08	R\$0,10	R\$0,11	R\$0,14	R\$0,23
<b>Ajuste</b>	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,01	R\$0,01	R\$0,00
<b>Produtividade</b>	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	
<b>Item 2 Anexo I</b>	R\$0,00	R\$0,00	-R\$0,01	-R\$0,01	
<b>MB</b>	R\$0,0805	R\$0,0922	R\$0,1170	R\$0,1396	R\$0,2301

**APÊNDICE B – DADOS DO RELATÓRIO DE REVISÃO DA MARGEM BRUTA  
(CUSTO SOBRE VOLUME)**

<b>ARCE</b>	<b>2014</b>	<b>%</b>	<b>2015</b>	<b>%2</b>	<b>2016</b>	<b>%3</b>	<b>2017</b>	<b>%4</b>	<b>2018</b>	<b>%5</b>
<b>Custo operacional</b>	0,0392	48%	0,0405	42%	0,0385	34%	0,0559	40%	0,0995	44%
Pessoal	0,0202	25%	0,0216	22%	0,0150	13%	0,0166	12%	0,0374	16%
Despesas gerais	0,0049	6%	0,0056	6%	0,0039	3%	0,0051	4%	0,0119	5%
serviços contratados	0,0023	3%	0,0016	2%	0,0073	6%	0,0179	13%	0,0207	9%
material	0,0003	0%	0,0007	1%	0,0007	1%	0,0010	1%	0,0022	1%
comercialização e publicidade	0,0001	0%	0,0001	0%	0,0001	0%	0,0000	0%	0,0001	0%
despesas tributárias	0,0036	4%	0,0031	3%	0,0040	4%	0,0057	4%	0,0088	4%
diferença com perdas de gás	0,0013	2%	0,0011	1%	0,0011	1%	0,0003	0%	0,0018	1%
Remuneração	0,0065	8%	0,0068	7%	0,0064	6%	0,0093	7%	0,0166	7%
<b>Custo de capital</b>	0,0260	32%	0,0346	36%	0,0453	40%	0,0500	36%	0,0746	33%
remuneração	0,0187	23%	0,0261	27%	0,0363	32%	0,0395	29%	0,0585	26%
tributos (IR/CSLL)	0,0074	9%	0,0085	9%	0,0091	8%	0,0104	8%	0,0160	7%
<b>Depreciação</b>	0,0162	20%	0,0212	22%	0,0293	26%	0,0328	24%	0,0535	23%
<b>Subtotal</b>	0,0814	100%	0,0964	100%	0,1131	100%	0,1386	100%	0,2275	100%

## APÊNDICE C- CRONOGRAMA DO PROJETO

<b>DATAS</b>	<b>ATIVIDADES</b>
<b>30/08/2019</b>	<b>Coleta de dados</b>
<b>30/09/2019</b>	<b>Revisão bibliográfica</b>
<b>01/05/2020</b>	<b>Análise e tratamento de dados</b>
<b>01/06/2020</b>	<b>Escrita</b>
<b>20/07/2020</b>	<b>Formatação</b>
<b>18/08/2020</b>	<b>Apresentação</b>
<b>14/09/2020</b>	<b>Defesa</b>