



ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO
DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO



Nº 9

dezembro.2011

Quanto Custa o Gás Natural para a Indústria no Brasil?

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.



Expediente

Sistema FIRJAN | Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
PRESIDENTE Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Diretoria Geral do Sistema FIRJAN
DIRETOR Augusto Franco Alencar

Diretoria de Desenvolvimento Econômico e Associativo
DIRETORA Luciana Costa M. de Sá

Gerência de Competitividade Industrial e Investimentos
GERENTE Cristiano Prado M. Barbosa

Equipe Técnica:
André August Souza Herzog
Júlia Nicolau Butter
Lívia Cecília Barbosa Gonçalves Machado
Tatiana Lauria Vieira da Silva
Riley Rodrigues de Oliveira

Estagiários:
Ana Thereza Carvalho Costa
Fernanda Fontana Pinheiro
Mariana Finello Correa
Karinna Ribeiro Di Iulio

Contato

www.firjan.org.br | gci@firjan.org.br
Av. Graça Aranha, 1 / 10º andar
Cep: 20030-002
Rio de Janeiro - RJ
Tel: + 55 (21) 2563-4691
Fax: + 55 (21) 2563-4061



SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO.....	4
INTRODUÇÃO	9
1 • QUANTO CUSTA O GÁS NATURAL NO BRASIL E NO MUNDO PARA O SETOR INDUSTRIAL?	10
2 • A TARIFA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	14
3 • QUANTO CUSTA A PARCELA VARIÁVEL, OU <i>COMMODITY</i>, NA TARIFA INDUSTRIAL DE GÁS NATURAL CANALIZADO NO BRASIL	16
4 • QUANTO CUSTA A PARCELA FIXA OU TRANSPORTE NA TARIFA INDUSTRIAL DE GÁS NATURAL CANALIZADO NO BRASIL?.....	18
5 • QUANTO CUSTA A MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL?.....	22
6 • O PESO DA CARGA TRIBUTÁRIA SOBRE A TARIFA DE GÁS NATURAL INDUSTRIAL NO BRASIL E NO MUNDO	25
7 • QUAL O CAMINHO PARA ELEVAR A COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL INDUSTRIAL NO BRASIL?.....	28
6 • ANEXO: METODOLOGIA DO ESTUDO	31



RESUMO EXECUTIVO

Consolidado como insumo essencial para a economia, o gás natural é utilizado amplamente na geração de energia térmica e, em particular, em processos industriais. A disponibilidade de gás natural em condições adequadas é, cada vez mais, fator decisivo para a competitividade do país. Neste contexto, o Sistema FIRJAN tem debatido e chamado a atenção para o tema, especialmente no que tange à importância e necessidade de haver disponibilidade de gás natural para o consumo industrial, em quantidade e preços competitivos, como parte da estratégia de desenvolvimento nacional. O presente estudo configura-se como mais um passo desse processo, trazendo à tona um aspecto fundamental: o impacto da tarifa de gás natural sobre a competitividade da indústria nacional em relação a outros países.

A partir da análise das diversas tarifas de consumo de gás natural industrial de 18 distribuidoras atuantes em 15 unidades da federação foi possível calcular a tarifa média de gás natural para a indústria no Brasil: US\$ 16,84/MMBtu, com variação de até 31% entre os estados.

Mais importante, porém, do que observar as disparidades regionais é avaliar a competitividade das tarifas de gás natural frente às dos demais países do mundo, em especial os principais concorrentes brasileiros.

A tarifa média de US\$ 16,84/MMBtu paga pela indústria no Brasil é 17% superior à média de US\$ 14,35/MMBtu encontrada para um conjunto de 23 países que possuem dados disponíveis. Deste total, apenas seis – Hungria, Eslovênia, Eslováquia, Alemanha, Rep. Tcheca e Estônia – possuem tarifas mais altas que o Brasil. Quando comparada aos demais países do BRICS, a tarifa industrial de gás natural no Brasil é mais de duas vezes a média das tarifas da China, Índia e Rússia (US\$ 7,24 US\$/MMBtu). A comparação com três de seus principais parceiros comerciais – EUA, China e Alemanha – mostra novamente que o Brasil tem menor competitividade na tarifa industrial de gás natural: sua tarifa é 30% superior a média destes países, sendo 231% e 25% acima da tarifa dos EUA e China respectivamente, embora 18% abaixo da tarifa alemã. Por fim, a análise estadual reforça a conclusão de baixa competitividade uma vez que nenhum estado possui tarifa de gás natural industrial em patamares competitivos internacionalmente.

A análise das causas da baixa competitividade brasileira traz informações reveladoras. A primeira delas é que, na partida, o Brasil já é pouco competitivo nesse insumo: apenas a Parcela Variável ou *Commodity*, já é superior às tarifas finais de países dos BRICs, Estados Unidos e Canadá.



Gráfico 1– Tarifa Industrial de Consumo de Gás Natural – Estados Brasileiros e Países Seleccionados (US\$/MMBtu)

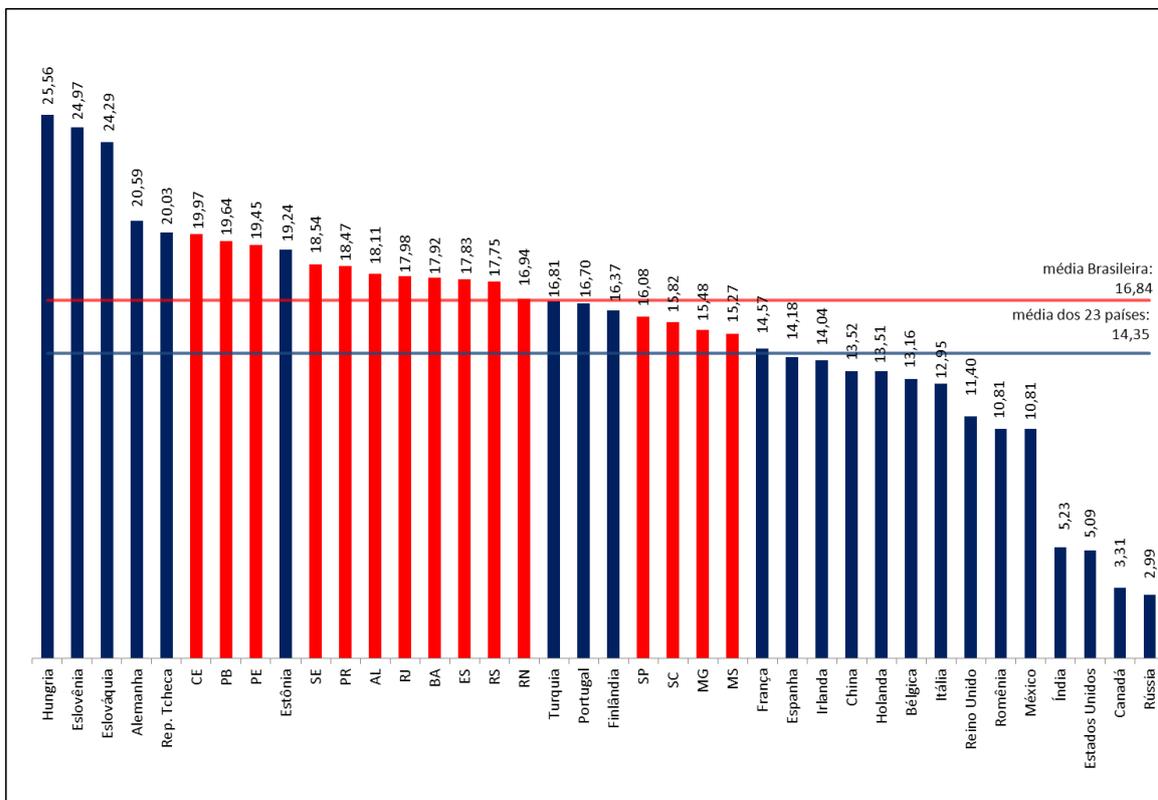
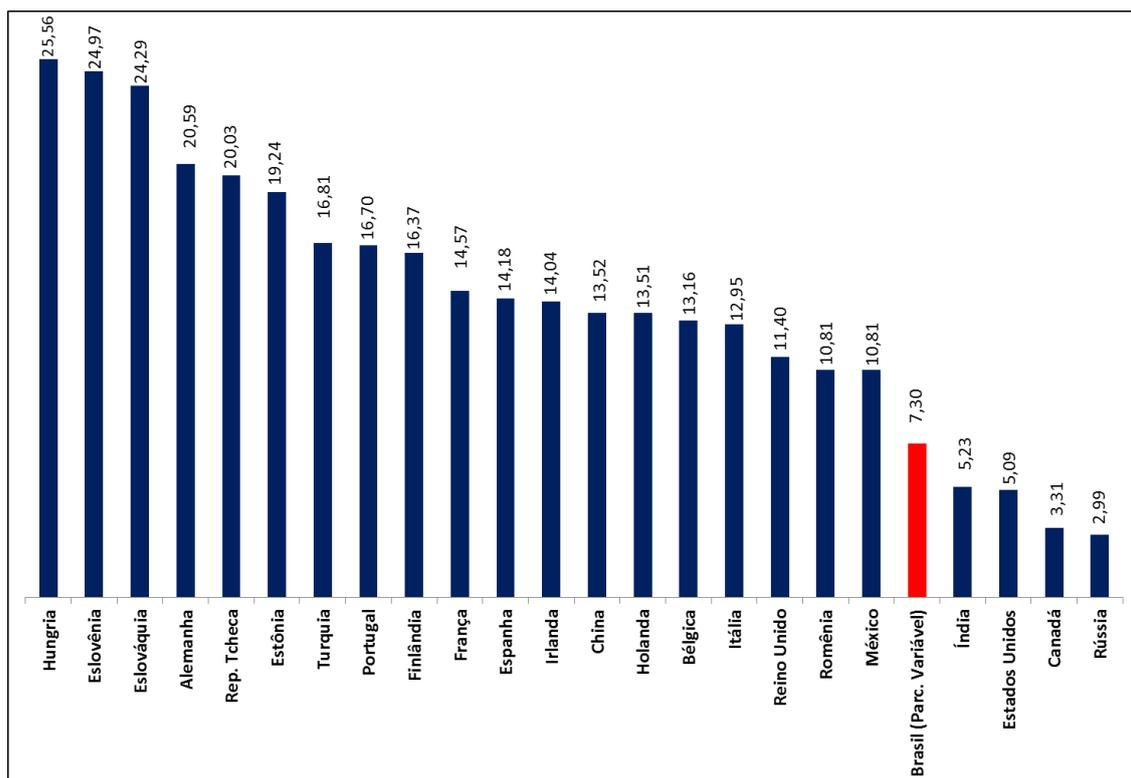


Gráfico 2– Parcela Variável ou Commodity no Brasil, e Tarifas Internacionais Finais para Indústria (US\$/MMBtu)





O acréscimo da Parcela Fixa ou de Transporte penaliza principalmente os estados produtores, já que ela é um valor fixo cobrado pelo gás natural de origem nacional, independentemente do local onde ele está sendo consumido. Com a inclusão da Margem de Distribuição a tarifa *ex-tributos* se torna superior a tarifa final cobrada em países como Reino Unido e México. Mais preocupante, porém, é a comparação das tarifas *ex-tributos* estaduais frente as tarifas finais internacionais: antes dos impostos, Paraná, Ceará e Paraíba já possuem tarifas mais caras do que a média mundial com impostos.

Considerando a pouca competitividade da tarifa *ex-tributos* brasileira, seria desejável que o governo federal e os governos estaduais praticassem uma política tributária que onerasse de forma mínima esse insumo. Entretanto, não é isso o que se observa: a alíquota média dos tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS, respectivamente), cobrada nas tarifas industriais de gás natural no Brasil é de 22%, o que corresponde a uma alíquota efetiva média de 28,4%. Esse elevado nível de carga tributária é o maior dentre todos os países analisados, sendo quase três vezes a americana e seis vezes a chinesa.

O estudo conclui, portanto, que as tarifas industriais de gás natural praticadas junto à indústria brasileira impactam em demasiado sua competitividade, sob qualquer ótica que se observe. Empresas de todos os portes e segmentos são afetadas em todas as regiões do país, e, em especial, nos estados com maior produção do gás natural.

Portanto, são necessárias ações urgentes para garantir que o setor produtivo brasileiro consiga acessar esse insumo não apenas em quantidade, qualidade e segurança necessárias, mas também com preços adequados, de forma a reverter o quadro apresentado, aumentando a competitividade nacional. Assim, deve-se:

1. **Reformular a política de preços do gás natural produzido no Brasil, de forma a adequá-la à nova realidade nacional e mundial, atrelando o preço da molécula ao mercado mundial de gás natural.** Atualmente, a Parcela Variável ainda segue fórmula de média ponderada de três tipos de óleo definida pela Portaria Interministerial nº3/2000, não mais vigente. Cabe ressaltar que à época em que foi instituída tal metodologia era compatível com a realidade então observada, já que (1) não existia grande volume de gás disponível no país, (2) a maior parte da demanda pelo insumo era para uso térmico e os óleos eram substitutos, ainda que imperfeitos do gás, (3) não existiam mercados de referência internacionais estabelecidos para o gás, e (4) não existia mobilidade nem disponibilidade mundial de gás – não havia de forma competitiva terminais de GNL e tampouco havia gás sobrando no mundo. O gás, portanto, não era uma *Commodity*, no sentido econômico da palavra.

Entretanto, após mais de 10 anos, os cenários nacional e mundial mudaram radicalmente. Atualmente, (1) já existe uma grande produção de gás natural no



Brasil, com perspectivas concretas de aumento significativo desse volume com as descobertas do pré-sal, (2) há uma enorme demanda para consumo industrial como matéria prima do processo de produção, no qual os óleos referidos na fórmula de preço não são substitutos, nem mesmo imperfeitos, (3) já existem mercados internacionais de referência estabelecidos para o gás, como o *Henry Hub* e o *National Balancing Point (NBP)*; e (4) já existe mobilidade e disponibilidade mundial de gás – há terminais de GNL prontos e em construção em quantidade suficiente para garantir o comércio mundial, e as novas descobertas de *shale gas* criam um horizonte concreto de sobra de gás natural no mercado mundial. Atualmente, portanto, já é possível afirmar que o gás é uma *Commodity*, e como tal deve ser então precificado.

2. **Garantir a regulação por parte da Agência Nacional de Petróleo (ANP) da Parcela Fixa, assegurando que os fatores que ela remunera sejam conhecidos e que sua cobrança seja definida como local ao invés de postal.** Ao regular a tarifa dessa forma será evitada a prática de subsídios cruzados entre estados que afetam particularmente as indústrias localizadas nos estados produtores. Nesse sentido, a Resolução nº 52 da ANP de 29 de setembro de 2011 foi um grande passo ao definir, em seu artigo 10, que os agentes vendedores de gás natural devem registrar na ANP seus contratos de compra e venda explicitando dentre outros os volumes e preços, detalhando a parcela referente à molécula e a parcela referente ao transporte. Entretanto, é essencial que essa resolução seja estendida aos contratos em vigor, de forma a garantir transparência e competitividade.
3. **Garantir a transparência do sistema tarifário brasileiro.** As tarifas e seus componentes para todos os estados, de todas as classes de consumidores, devem ser disponibilizados publicamente, mensalmente e de forma atualizada pela ANP. Em particular é essencial a disponibilização dos valores estaduais das parcelas referentes ao custo da *commodity*, do transporte e da distribuição, independentemente da nomenclatura que possuam.
4. **Fortalecer a ANP**, dando condições para que ela possa cumprir seu papel de órgão regulador do setor de gás e atuar proativamente para o aumento da competitividade do mercado. O Ministério de Minas e Energia (MME) deve ainda delegar à ANP a responsabilidade de acompanhamento e divulgação das tarifas de gás natural no Brasil.



5. **Garantir que as Agências Reguladoras Estaduais cumpram seu papel de regulação e divulgação da parcela de distribuição.** Tal medida fornecerá maior transparência ao setor, dará publicidade a informações que hoje não estão disponíveis e permitirá que todas as partes envolvidas participem do processo de definição da Margem de Distribuição, o que garantirá ao mesmo tempo remuneração adequada às distribuidores e tarifas competitivas para o mercado.
6. **Reformular a política tributária do gás natural,** garantindo a redução da carga tributária sobre os consumidores finais e, conseqüentemente, maior competitividade industrial.
7. **Elaborar um Plano Nacional de Gás,** à semelhança do que é feito pela Empresa de Planejamento Energético (EPE) para o setor de energia, com objetivo de criar cenários futuros de demanda e oferta do insumo e diretrizes para sua melhor utilização em prol do desenvolvimento econômico. Esse plano deve ser preparado pelo Governo através do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com a participação do setor privado.
8. **Desenvolver estratégia para a interiorização da malha de dutos,** garantindo a compatibilização da ampliação do consumo do insumo e sua disponibilidade para todos os estados do Brasil com modicidade tarifária.
9. **Criar condições que incentivem a entrada de novos *players* no setor, em todas as etapas da cadeia,** garantindo assim a competitividade das tarifas.
10. **Garantir o fornecimento de gás firme para a indústria,** disponibilizando o insumo para uso como matéria prima, permitindo o desenvolvimento adequado da indústria nacional.

Essas iniciativas trariam imediato e expressivo ganho de competitividade para o setor produtivo e contribuiriam de forma decisiva para o desenvolvimento do país.



INTRODUÇÃO

Consolidado como insumo essencial para a economia, o gás natural é utilizado amplamente na geração de energia térmica e em processos industriais. Em particular, é especialmente importante para o setor industrial, responsável por 67% do consumo do insumo no país, com destaque para os segmentos químico, petroquímico e de cerâmica, bases da estrutura produtiva nacional. Nesse sentido, a disponibilidade de gás natural em condições adequadas é, cada vez mais, fator decisivo para a competitividade do país.

Não obstante a importância do insumo, o mercado de gás é ainda pouco maduro no Brasil: a lei que o rege foi aprovada apenas em 2009, não se encontra completamente regulamentada e seus efeitos esperados, em termos de concorrência, não se manifestaram totalmente. Como resultado, é recorrente o apontamento por parte do setor industrial do elevado custo do insumo e do conseqüente impacto na competitividade nacional.

Neste contexto, o Sistema FIRJAN tem debatido e chamado a atenção para o tema, especialmente no que tange à importância e necessidade de haver disponibilidade de gás natural para o consumo industrial, em quantidade e preços competitivos, como parte da estratégia de desenvolvimento nacional. O presente estudo configura-se como mais um passo desse processo, trazendo à tona um aspecto fundamental: o impacto da tarifa de gás natural canalizado sobre a competitividade da indústria nacional em relação a outros países.

Partindo do detalhamento dos componentes das tarifas para clientes do segmento industrial de todos os estados do Brasil que são abastecidos por gás natural via gasodutos, o estudo destaca desafios presentes no setor de gás natural e aponta trajetórias a serem seguidas que podem transformar o Brasil em um país com maiores incentivos ao crescimento da atividade industrial e, conseqüentemente, com melhores condições para o desenvolvimento econômico.



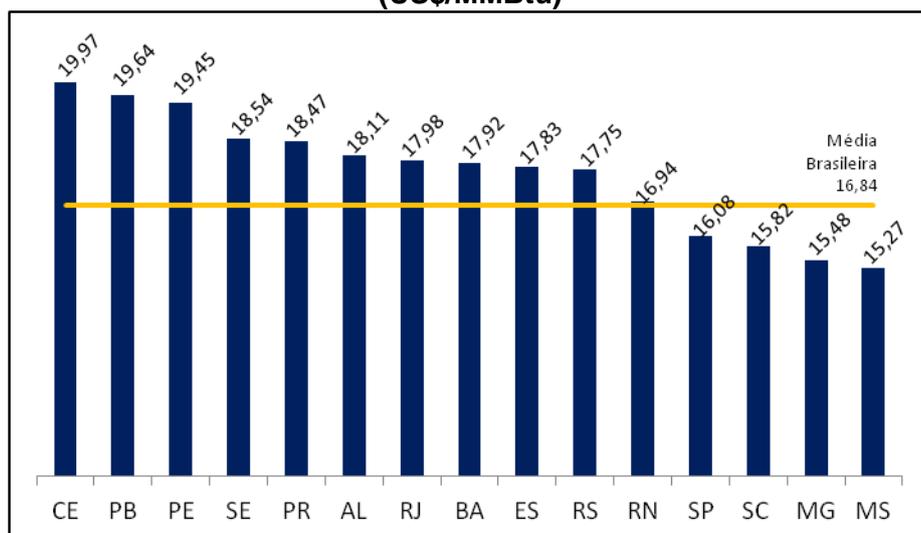
1 • QUANTO CUSTA O GÁS NATURAL NO BRASIL E NO MUNDO PARA O SETOR INDUSTRIAL?

O gás natural é um insumo essencial para a atividade industrial e a garantia de seu fornecimento com qualidade, segurança e preços adequados, é fundamental para o desenvolvimento da economia e para o crescimento da produção industrial. Nesse sentido, é essencial conhecer a tarifa média cobrada no país e compará-la com a cobrada no mercado internacional.

No Brasil, a tarifa média de consumo de gás canalizado industrial foi consolidada com base em dados de todas as 18 distribuidoras que fornecem gás canalizado de forma comercial em 15 dos 27 estados da federação – Ceará, Pernambuco, Paraíba, Sergipe, Paraná, Alagoas, Rio de Janeiro, Bahia, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, São Paulo, Santa Catarina, Minas Gerais e Mato Grosso do Sul. O resultado aponta que a tarifa média de gás canalizado para o consumidor industrial no Brasil, considerando um consumo de 50.000m³/dia (equivalente a aproximadamente 1.865 MMBtu/dia) é de US\$ 16,84/ MMBtu, com grande variação entre estados.¹

De fato, conforme aponta o gráfico 3, a tarifa de gás natural no Brasil varia 31% entre o estado mais barato (Mato Grosso do Sul) e o mais caro (Ceará). Esta diferença reflete não apenas as diferenças nas Margens de Distribuição, mas também a diferença do custo da *Commodity* e o peso dos tributos.²

Gráfico 3 – Tarifa Industrial de Gás Natural Canalizado – Estados e Média Brasileira (US\$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados das distribuidoras estaduais

¹ Para maiores informações sobre a metodologia ver o Anexo Metodológico. Câmbio PPP do FMI de 1,692 R\$/US\$.

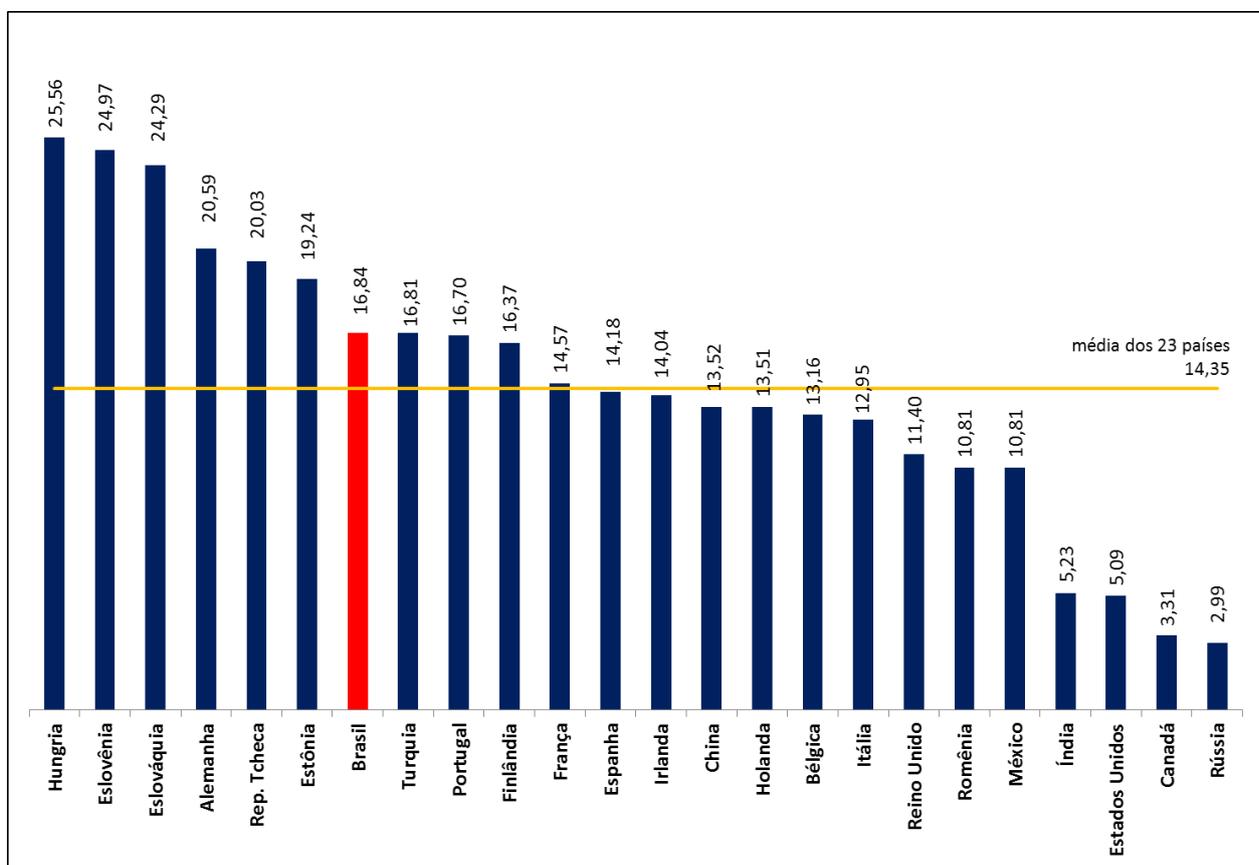
² Cabe ressaltar que para consumos menores do que o analisado as tarifas são mais elevadas e acentuam ainda mais as diferenças entre estados, afetando principalmente as empresas pequenas.



Contudo, mais importante do que observar as disparidades regionais é avaliar a competitividade das tarifas de gás natural frente à dos demais países do mundo, em especial os principais concorrentes brasileiros.

A tarifa média de US\$ 16,84/MMBtu para a indústria no Brasil é 17,3% superior à média de US\$ 14,35/MMBtu encontrada para um conjunto de 23 países que possuem dados disponíveis. Deste total, apenas seis – Hungria, Eslovênia, Eslováquia, Alemanha, Rep. Tcheca e Estônia – possuem tarifas mais altas que o Brasil, conforme gráfico a seguir.

Gráfico 4 – Tarifa Industrial de Gás Natural – Países Selecionados (US\$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia (2011), Eurostat (2011), Comisión Reguladora de Energía, SZ China Energy e estimativas próprias. Nota: valores calculados em moeda nacional e transformados para dólar usando PPP para cada país.

Quando comparada aos demais países do BRICS, a tarifa industrial de gás natural no Brasil é 133% maior do que a média das tarifas da China, Índia e Rússia (US\$ 7,24/MMBtu), conforme Tabela 1 a seguir. As indústrias instaladas no Brasil pagam, em média, 25% a mais que na China, 222% a mais que na Índia, e 464% a mais que na Rússia.

**Tabela 1 –Tarifa de Gás Natural Industrial dos BRICs (US\$/MMBtu)**

Países	Tarifa Média (US\$/MMBtu)
Brasil	16,84
China	13,52
Índia	5,23
Rússia	2,99
Média do "RIC" (Rússia, Índia, China)	7,24

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia (2011), Eurostat (2011), Comisión Reguladora de Energía, SZ China Energy e estimativas próprias

A comparação com três de seus principais parceiros comerciais – EUA, China e Alemanha – mostra novamente que o país tem menor competitividade na tarifa industrial de gás natural: sua média é superior em 29%, sendo 231% e 25% acima da tarifa dos EUA e China respectivamente embora 18% abaixo da tarifa alemã.

Tabela 2 –Tarifa industrial de Gás Natural: Brasil e Parceiros Comerciais (US\$/MMBtu)

Países	Tarifa Média (US\$/MMBtu)
Brasil	16,84
EUA	5,09
China	13,52
Alemanha	20,59
Média dos parceiros comerciais	13,07

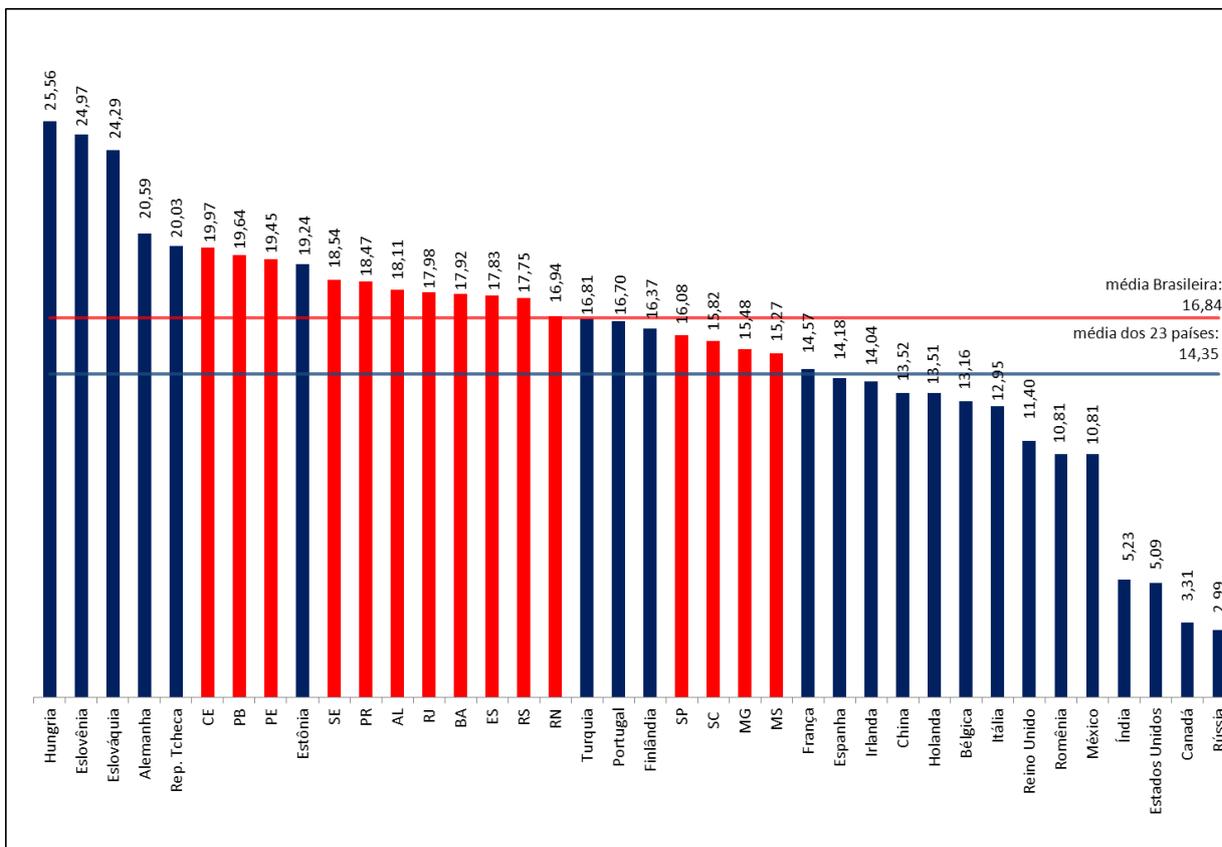
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia (2011), Eurostat (2011), SZ China Energy e estimativas próprias

Considerando que o valor brasileiro é uma média e que, como demonstrado, há grande variação entre os valores dos estados, cabe analisar como a tarifa estadual se encontra quando comparada às tarifas internacionais, pois, *a priori*, seria possível que alguns estados apresentassem competitividade relativa em termos internacionais.

Entretanto, a realidade não confirma a hipótese acima. De fato, observa-se que nenhum estado brasileiro possui tarifa de gás natural em patamares competitivos internacionais. O gráfico 5, a seguir, apresenta as tarifas industriais dos estados brasileiros comparadas às tarifas dos 23 países analisados nesse estudo.



Gráfico 5– Tarifa Industrial de Consumo de Gás Natural – Estados Brasileiros e Países Seleccionados (US\$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia (2011), Eurostat (2011), Comisión Reguladora de Energía, SZ China Energy e dados das distribuidoras estaduais

Com isso, importa identificar as razões que tornam a tarifa de gás natural no Brasil tão elevada e notavelmente distante da realidade apresentada pelos principais concorrentes internacionais.

Para tanto, o capítulo a seguir analisa a estrutura tarifária brasileira, possibilitando identificar a contribuição de cada parcela no preço final.



2 • A TARIFA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

O gás natural canalizado consumido pela indústria no Brasil pode ter duas origens: nacional ou importada da Bolívia, dependendo basicamente da região e do contrato da empresa distribuidora. O gás natural importado abastece todas as distribuidoras da região Sul do país na totalidade de seu consumo, bem como o estado do Mato Grosso do Sul (único estado da região Centro-Oeste com distribuição de gás canalizado). Na região Sudeste, o estado de São Paulo possui um *mix* de consumo entre o gás nacional e o importado, assim como ocorre em Minas Gerais. No caso do Rio de Janeiro, Espírito Santo e de todos os estados da região Nordeste, o fornecimento de gás é de origem nacional.

O preço para as distribuidoras do gás natural importado, assim como do nacional, é composto por duas parcelas. No caso do gás importado, estas parcelas são a *Commodity* – que se refere à própria molécula de gás reajustado trimestralmente através de uma cesta de óleos internacional – e a de Transporte – que se refere à remuneração do custo da infraestrutura disponível para o transporte de gás natural, cobrada via tarifa postal (na qual o cálculo é feito de forma independente do fator distância).

O gás natural nacional possuía composição similar de preços até 2008: uma parcela de *Commodity*, referente ao preço da molécula de gás natural com reajuste trimestral atrelado a uma cesta de óleos referenciados internacionalmente, e uma parcela de transporte cobrada via tarifa local (portanto, que considerava a distância que o gás era transportado), com fatores de distância estipulados pela ANP e reajustada anualmente pelo IGP-M. Em 2008, foi adotada no mercado a chamada “Nova Política de Preços” para os contratos com as distribuidoras. A partir deste momento, para o consumo não térmico, o preço passou a ser composto por duas parcelas, nomeadas então de “Parcela Variável” e “Parcela Fixa”: a primeira, atrelada a uma cesta de óleos referenciados internacionalmente, e a segunda, definida a partir de um valor fixo inicial e atualizada a partir da variação do IGP-M.

Ao valor pago pelas distribuidoras soma-se a Margem da Distribuição, parcela que remunera a distribuição estadual, e os impostos. Assim, a atual composição da tarifa final do gás natural, paga por um consumidor industrial, é formada por quatro partes: (1) a Parcela Variável ou *Commodity*, dependendo da origem do gás; (2) a Parcela Fixa ou de Transporte, dependendo novamente da origem do gás; (3) a Margem de Distribuição e (4) os tributos federais e estaduais. A tabela 4 abaixo mostra os valores e participação desses quatro grupos na tarifa média para consumo industrial de gás natural no Brasil, calculada para o mês de agosto de 2011. A metodologia de cálculo que permite realizar tal decomposição está discriminada no Anexo.

**Tabela 3 – Decomposição do Preço do Gás Natural para o Consumidor Industrial no Brasil**

Item	US\$/MMBtu	Participação (%)
Parcela Variável ou <i>Commodity</i>	7,30	43,3%
Parcela Fixa ou Transporte	2,66	15,8%
Margem de Distribuição	3,16	18,8%
Impostos (PIS/COFINS e ICMS)	3,72	22,1%
Preço do Gás para o Consumidor Industrial	16,84	100,0%

Fonte: Elaboração própria. Ver a metodologia no Anexo.

Para identificar as raízes da baixa competitividade da tarifa de gás natural industrial no Brasil, é essencial avaliar em detalhes e de forma cumulativa cada um dos quatro componentes listados na tabela acima, sempre tendo os valores internacionais como referência de competitividade. É essa análise que será realizada nas próximas seções.

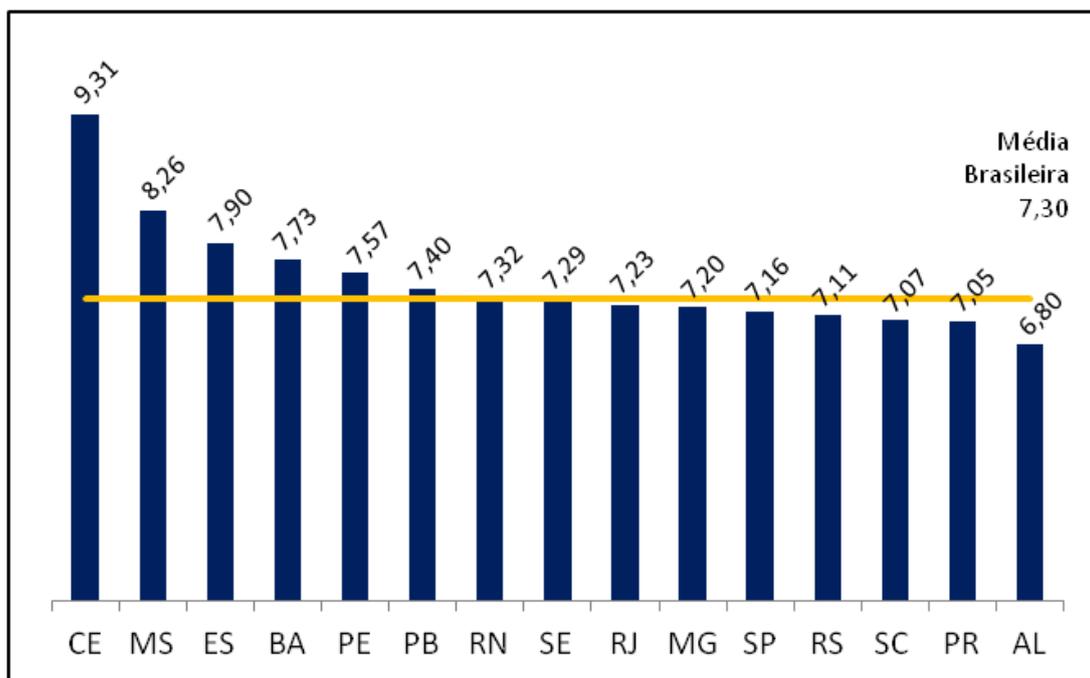


3 • QUANTO CUSTA A PARCELA VARIÁVEL, OU *COMMODITY*, NA TARIFA INDUSTRIAL DE GÁS NATURAL CANALIZADO NO BRASIL

O valor da Parcela Variável do gás natural nacional é definido a partir de uma cesta internacional de três óleos convertida em reais pela taxa de câmbio média do período, sendo atualizada trimestralmente nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro, com as variações repassadas ao consumidor industrial. Cabe ressaltar que a fórmula que determina essa parcela define o preço máximo a ser cobrado, o que permite que haja diferença de preços entre os estados, ou ainda que sejam oferecidos descontos pontuais na venda do insumo às distribuidoras, política que vem sendo adotada em 2011 no país. O valor da parcela *Commodity* do gás importado é também formado a partir de uma cesta de óleos, da taxa de câmbio e inflação do período.

A Parcela Variável, ou *Commodity*, corresponde a pouco mais de 43% da composição da tarifa global de gás natural industrial no Brasil, ou US\$ 7,30/MMBtu. O gráfico 4, a seguir, apresenta o valor da tarifa referente aos custos da Parcela Variável, ou *Commodity*, comparando-os entre os estados e a média brasileira. Observa-se, à semelhança da análise da tarifa final de energia, que há grandes disparidades regionais, com variação de 37% entre o estado mais barato (Alagoas) e o mais caro (Ceará).

Gráfico 6 – Parcela Variável, ou *Commodity*, Integrantes da Tarifa de Gás Natural Industrial - Estados e Média Brasileira (US\$/MMBtu)



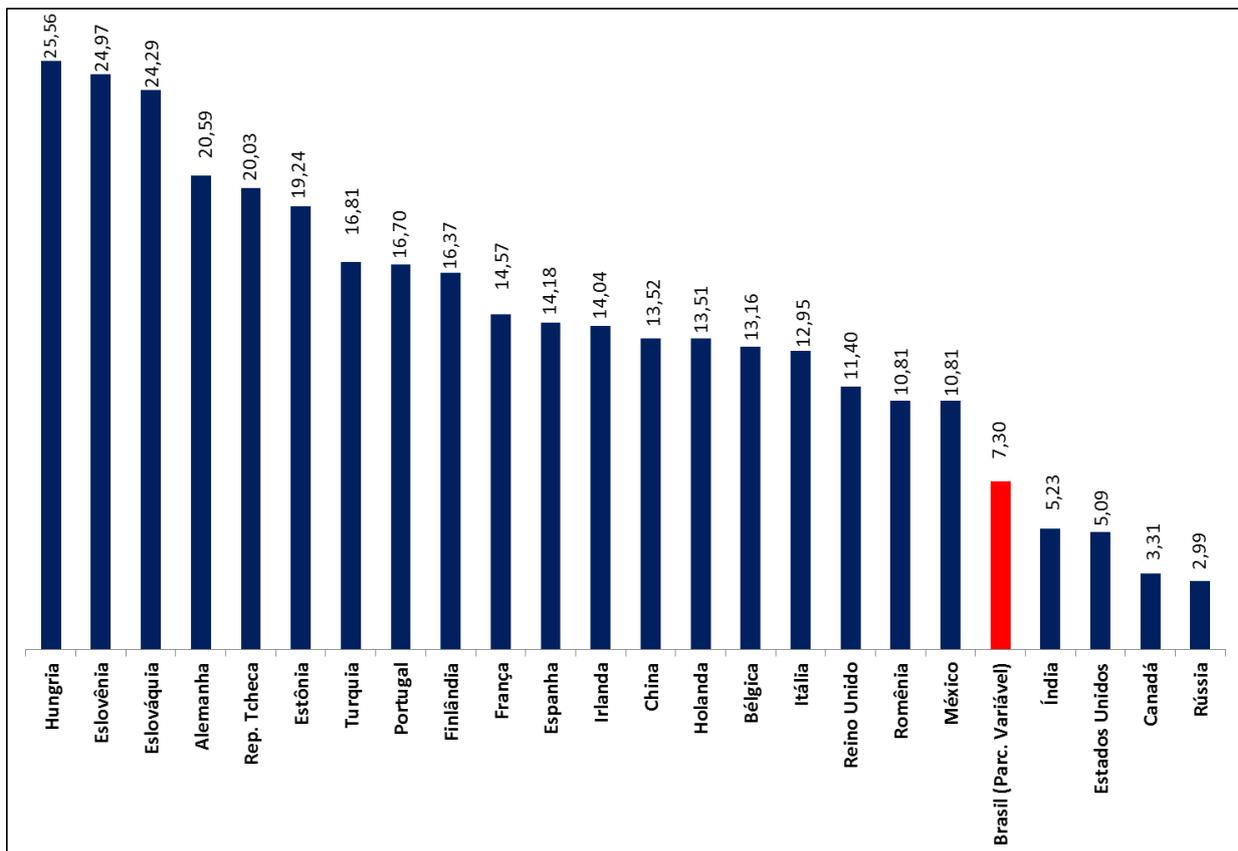
Fonte: Elaboração própria.



Chama atenção o fato que dentre os estados analisados os maiores produtores – RJ, ES e BA, responsáveis por mais de 80% de toda a produção nacional - não são aqueles que pagam o menor valor de Parcela Variável, ou *Commodity*. Ao contrário, Alagoas, cuja produção representa apenas cerca de 3% do total nacional é que possui o menor valor, seguido dos estados abastecidos com gás boliviano.

A comparação internacional é esclarecedora e demonstra a baixa competitividade brasileira: só o custo da Parcela Variável, ou *Commodity*, no Brasil (sem considerar portanto a Parcela Fixa ou de Transporte, a Margem da Distribuição e os tributos brasileiros) já é superior às tarifas finais pagas pelo consumidor industrial de dois dos três países dos BRICs, EUA e Canadá.

Gráfico 7– Parcela Variável, ou *Commodity*, no Brasil e Tarifas Internacionais Finais para Indústria (US\$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia (2011), Eurostat (2011), Comisión Reguladora de Energia, SZ China Energy e estimativas próprias. Nota: Brasil (*Parcela Variável*) refere-se à média ponderada dos valores da Parcela Variável (gás nacional) e da *Commodity* (gás importado). Para metodologia ver o Anexo.

Assim, o que se observa é que, já na partida, a indústria brasileira sofre com baixa competitividade do custo da Parcela Variável, ou *Commodity*, do gás natural.

Cabe ressaltar, porém, que o custo do gás que é entregue às distribuidoras inclui não somente a Parcela Variável ou *Commodity*, mas também a Parcela Fixa, ou Transporte, analisada na seção seguinte.



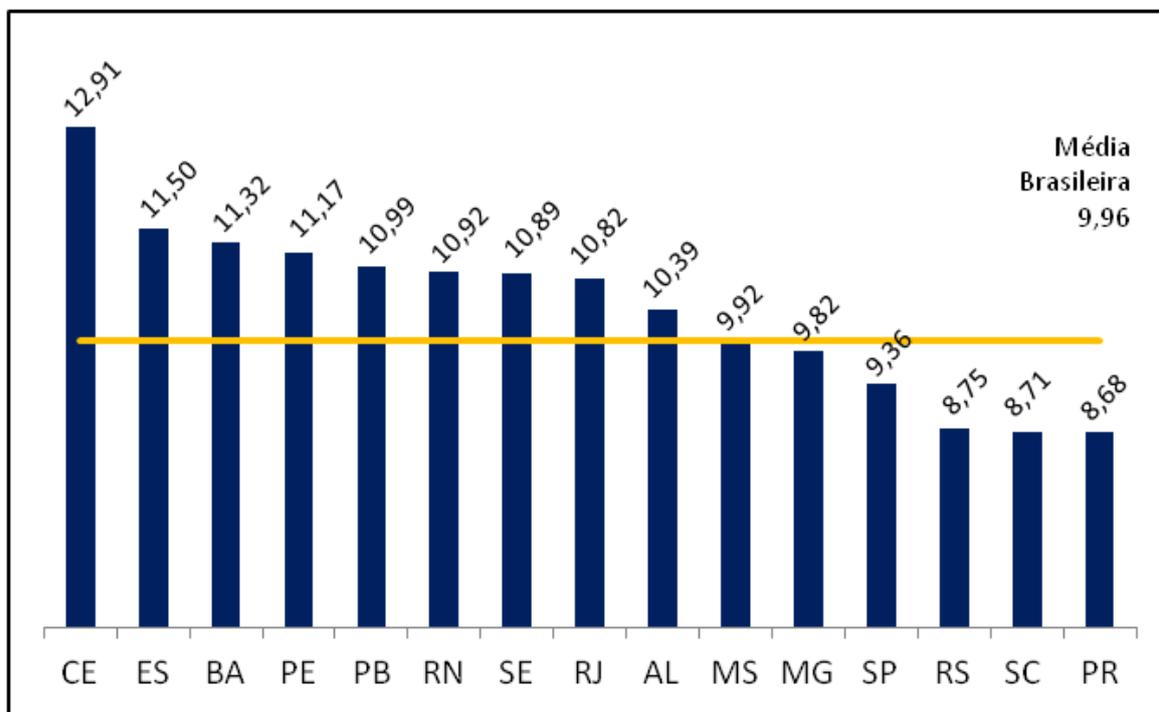
4 • QUANTO CUSTA A PARCELA FIXA OU TRANSPORTE NA TARIFA INDUSTRIAL DE GÁS NATURAL CANALIZADO NO BRASIL?

Conceitualmente a parcela de Transporte, no gás importado, representa a remuneração da operação de transporte do gás, considerando a amortização do investimento realizado para a construção do Gasoduto Brasil-Bolívia. Para a Parcela Fixa, porém, não há clareza, mas o mercado estima que ela represente a remuneração da infraestrutura de processamento e expansão da malha de gasodutos e o custo do transporte do gás.

A Parcela Fixa ou Transporte corresponde em média a cerca de 16% do valor global da tarifa de gás natural industrial no Brasil (equivalente a US\$ 2,66/MMBtu).

O gráfico 6, a seguir, apresenta a soma das duas parcelas (Variável ou *Commodity*, e Fixa ou Transporte), comparando estes custos entre os estados e a média brasileira. Observa-se, com a inclusão da Parcela Fixa ou Transporte, o aumento das disparidades regionais, alcançando quase 50% entre o estado mais caro (novamente o Ceará) e o mais barato (Paraná).

Gráfico 8 – Soma de Dois Componentes da Tarifa Industrial de Gás Natural (Parcela Variável, ou *Commodity*, e Parcela Fixa, ou de Transporte) dos Estados Brasileiros (US\$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria.

É possível observar ainda que a metodologia de cálculo adotada pelo mercado de valor único para a Parcela Fixa do gás natural nacional onera sobremaneira os principais estados



produtores. Isso implica dizer que as indústrias do RJ, ES e BA estão remunerando relativamente mais a utilização e expansão da malha de gasodutos do que as indústrias de outros estados; ou, alternativamente, que as indústrias desses estados estão sendo oneradas em prol da expansão da malha do gás natural no restante do país. A Tabela 4 abaixo e o Box I detalham essa situação

Tabela 4 – Parcela Fixa ou Transporte, Produção, Consumo e Origem do Gás Consumido pela Indústria no Brasil

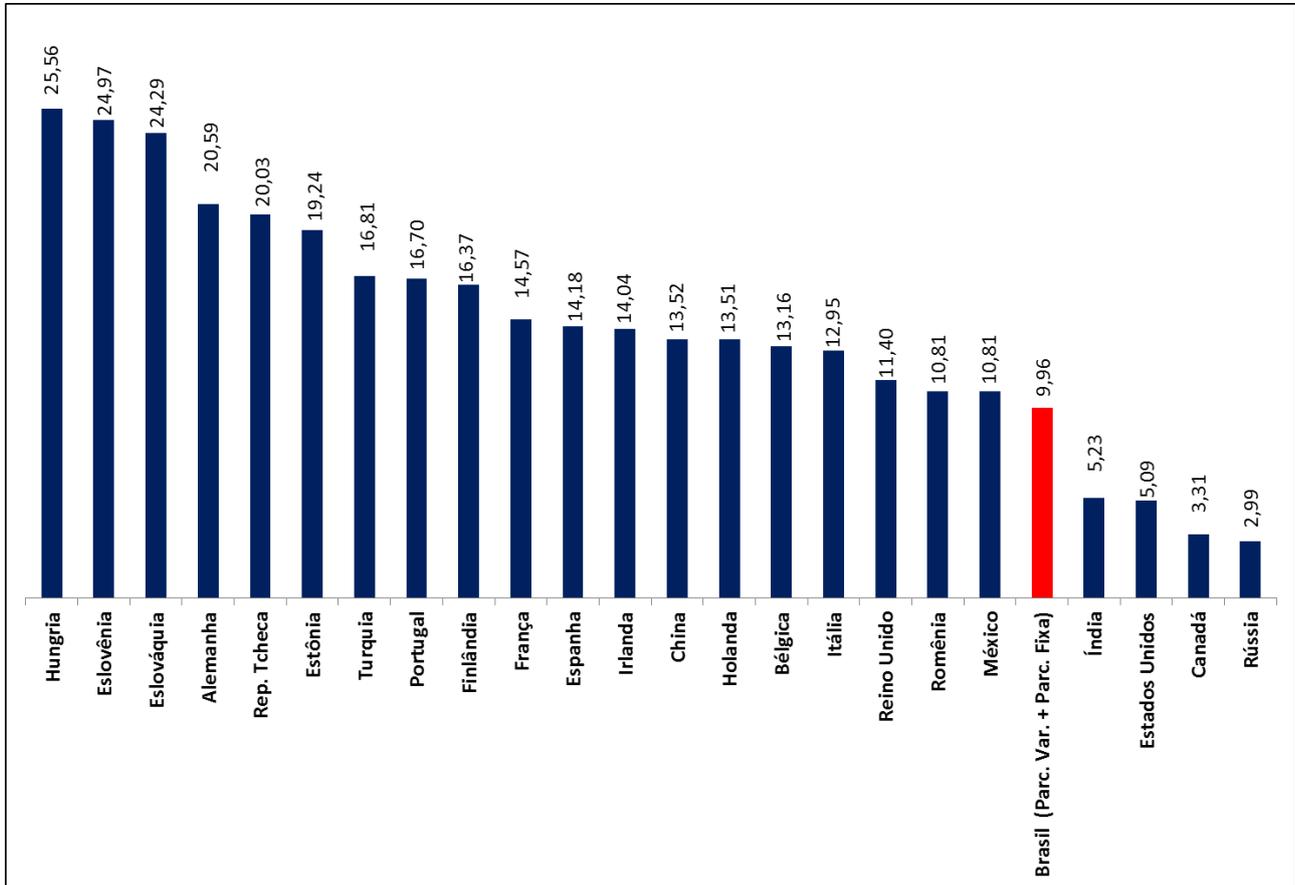
Estado	Parcela Fixa ou Transporte (US\$/MMBtu)	Produção jan-ago 2011 (mil m ³ /dia)	Consumo Industrial jan-ago 2011 (mil m ³ /dia)	Origem do Gás Consumido
RJ	3,59	25.783	3.785	Nacional
ES	3,59	12.100	2.707	Nacional
BA	3,59	6.990	1.624	Nacional
SE	3,59	3.255	163	Nacional
SP	2,21	2.759	12.585	Mix
RN	3,59	1.880	221	Nacional
AL	3,59	1.547	310	Nacional
CE	3,59	84	248	Nacional
SC	1,64	-	1.457	Importado
RS	1,64	-	1.272	Importado
MS	1,66	-	325	Importado
MG	2,61	-	2.725	Mix
PB	3,59	-	248	Nacional
PR	1,64	-	518	Importado
PE	3,59	-	794	Nacional

Fonte: Elaboração própria.

Comparando a soma das Parcelas Variável ou *Commodity*, e Fixa ou Transporte, com a tarifa industrial final dos demais 23 países, fica novamente nítida a baixa competitividade brasileira: em média, a tarifa composta apenas por essas duas parcelas no Brasil é 38% superior à tarifa final média de US\$ 7,24 /MMBtu do gás natural industrial praticada nos demais países dos BRICs (Rússia, Índia e China) e 96% superior a tarifa final dos Estados Unidos.



Gráfico 9 – Soma de Dois Componentes da Tarifa Industrial Brasileira de Gás Natural (Parcela Variável ou Commodity, e Parcela Fixa ou Transporte) e Tarifas Internacionais Finais para Indústria (US\$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia (2011), Eurostat (2011), Comisión Reguladora de Energía, SZ China Energy e estimativas próprias. Nota: Brasil (Parc. Var. + Parc. Fixa) refere-se à média ponderada dos valores da Parcela Variável (gás nacional) e da *Commodity* (gás importado) e Parcela Fixa (gás nacional) e Transporte (gás importado). Para metodologia ver o Anexo.

Cabe ressaltar, ainda, que além das duas parcelas já citadas, a Margem de Distribuição é parte importante da tarifa industrial de gás no Brasil. O peso da Margem de Distribuição será analisado na seção seguinte.



Box I: Qual foi o impacto para a indústria brasileira da mudança de metodologia de cálculo da parcela de transporte do gás natural nacional, transformada em Parcela Fixa, ocorrida em 2008?

Com a mudança ocorrida em 2008 houve um aumento substancial do preço do gás natural nacional, em parte motivado pela mudança da metodologia que transformou a parcela de transporte em Parcela Fixa. A Tabela 5 estima os valores que seriam cobrados caso a mudança não houvesse ocorrido (A), e apresenta o valor cobrado de fato no período (B). Pode-se perceber facilmente que essa mudança penalizou em particular os estados com maior produção de gás (Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia e Sergipe), já que até então a parcela de transporte considerava a distância em seu cálculo, o que não acontece com a Parcela Fixa.

Tabela 5 – variações entre os valores estimados para a parcela de transporte e a Parcela Fixa

Estado	(A) Parcela de transporte: US\$/MMBtu				(B) Parcela de Fixa: US\$/MMBtu				(B) / (A)			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Ceará	0,742	0,754	0,787	0,856	2,927	3,105	3,229	3,433	394%	412%	411%	401%
Rio Grande do Norte	0,529	0,538	0,561	0,610	2,927	3,105	3,229	3,433	553%	578%	576%	563%
Paraíba	0,839	0,853	0,889	0,968	2,927	3,105	3,229	3,433	349%	364%	363%	355%
Pernambuco	1,070	1,088	1,134	1,234	2,927	3,105	3,229	3,433	274%	286%	285%	278%
Alagoas	-	-	-	-	2,927	3,105	3,229	3,433	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Sergipe	0,394	0,400	0,417	0,454	2,927	3,105	3,229	3,433	743%	776%	774%	756%
Bahia	0,417	0,424	0,442	0,482	2,927	3,105	3,229	3,433	701%	732%	730%	713%
Espírito Santo	0,415	0,421	0,439	0,478	2,927	3,105	3,229	3,433	706%	737%	735%	718%
Rio de Janeiro	0,446	0,453	0,472	0,514	2,927	3,105	3,229	3,433	657%	685%	684%	668%
São Paulo	0,854	0,868	0,905	0,985	2,927	3,105	3,229	3,433	343%	358%	357%	349%
Minas Gerais	1,007	1,024	1,068	1,162	2,927	3,105	3,229	3,433	291%	303%	302%	295%

Fonte: Elaboração própria

A partir dessas informações, e considerando os volumes de gás natural nacional que foram consumidos anualmente pela indústria de cada estado é possível calcular os valores adicionais pagos pela indústria brasileira desde a mudança: R\$ 3,4 bilhões de reais a preços de 2011, sendo que a indústria dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro foram as mais afetadas: juntas arcaram com R\$ 2,1 bilhões, ou 61% do total.

Tabela 6 – valores adicionais pagos pela indústria brasileira por estado com a mudança da metodologia (R\$ a preços de 2011)

Estado	2008	2009	2010	2011 (acumulado até agosto)	Total 2008-2011
Ceará	12.476.668	11.107.513	11.324.164	9.802.988	44.711.333
Rio Grande do Norte	12.255.036	10.912.930	13.042.178	9.547.592	45.757.735
Paraíba	14.422.437	14.749.842	15.475.753	9.416.275	54.064.307
Pernambuco	37.353.046	34.462.129	39.863.630	27.046.340	138.725.145
Alagoas	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Sergipe	9.996.117	10.020.884	10.941.168	7.394.403	38.352.573
Bahia	152.508.826	107.571.654	120.427.157	73.077.274	453.584.911
Espírito Santo	110.883.660	77.791.631	133.731.850	121.928.055	444.335.196
Rio de Janeiro	243.440.725	207.552.506	259.868.806	168.521.674	879.383.711
São Paulo	362.142.697	294.422.399	324.038.821	237.170.277	1.217.774.194
Minas Gerais	21.315.884	17.064.982	26.686.281	27.869.294	92.936.441
Total	976.795.096	785.656.472	955.399.807	691.774.172	3.409.625.547

Fonte: Elaboração própria



5 • QUANTO CUSTA A MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL?

Legalmente a responsabilidade pela regulação e regulamentação da construção e ampliação da malha de gasodutos interestaduais é do Governo Federal. Nos limites intraestaduais, de acordo com a Constituição Federal, Art. 25, § 2º, cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado. Assim, é de responsabilidade do Governo Estadual ou das distribuidoras detentoras da concessão a construção e expansão da malha de gasodutos até seus clientes. A Margem de Distribuição visa, assim, remunerar tanto o serviço de distribuição de gás como também a expansão da malha no estado.

A Margem da Distribuição inclusa na tarifa de gás natural industrial corresponde em média a US\$ 3,16/MMBtu, ou 18,8% da tarifa industrial de gás no Brasil. A tabela 7 apresenta as Margens de Distribuição por estado, sendo as do Paraná e Rio Grande do Sul as mais altas do país.

Tabela 7 – Margem de Distribuição por Estado, US\$/MMBtu

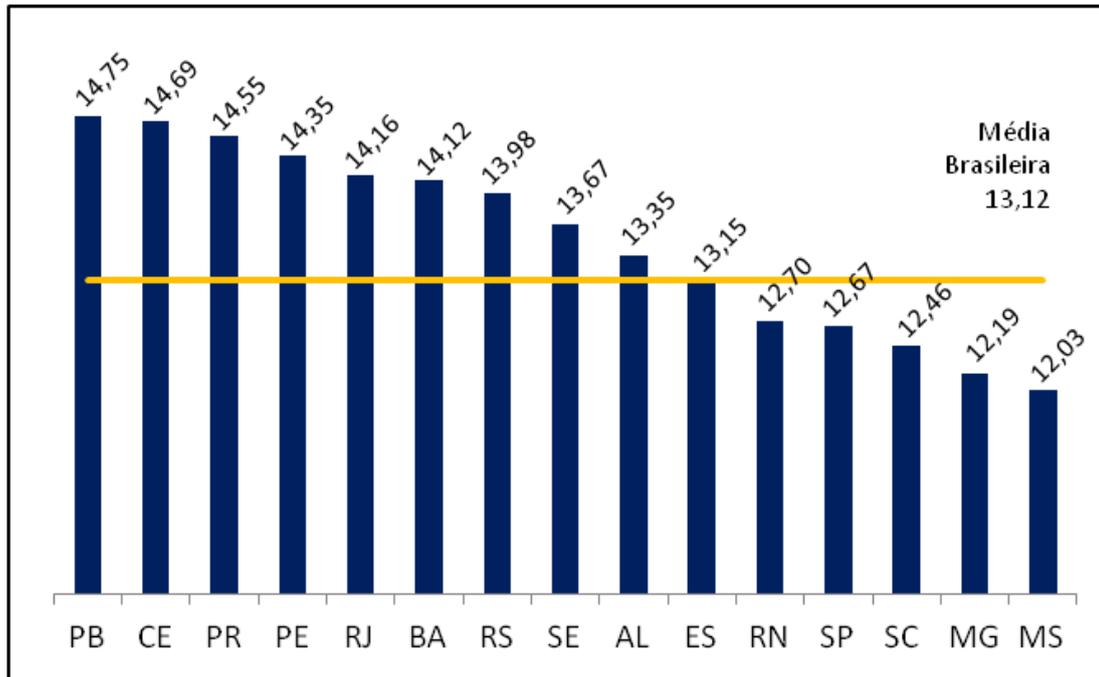
Estado	Margem de Distribuição US\$/MMBtu
ES	1,66
CE	1,78
RN	1,78
MS	2,10
MG	2,37
SE	2,79
BA	2,79
AL	2,96
PE	3,18
SP	3,30
RJ	3,34
SC	3,75
PB	3,76
RS	5,23
PR	5,86

Fonte: Elaboração própria.

O gráfico 10, a seguir, apresenta a composição tarifária referente à soma das duas parcelas (Variável ou *Commodity*, e Fixa ou Transporte) com a Margem da Distribuição, comparando estes custos entre os estados e a média brasileira. Observa-se o impacto que as diferentes Margens de Distribuição geram nos valores estaduais: *ex-impuesto*, a variação entre o maior e o menor valor cai para menos da metade da análise anterior – 22,6% - e a Paraíba passa a deter o maior valor, enquanto Mato Grosso do Sul o menor.



Gráfico 10 – Soma de Três Componentes da Tarifa Industrial de Gás Natural (Parcela Variável ou Commodity, Parcela Fixa ou de Transporte e Margem de Distribuição) dos Estados Brasileiros (US\$/MMBtu)



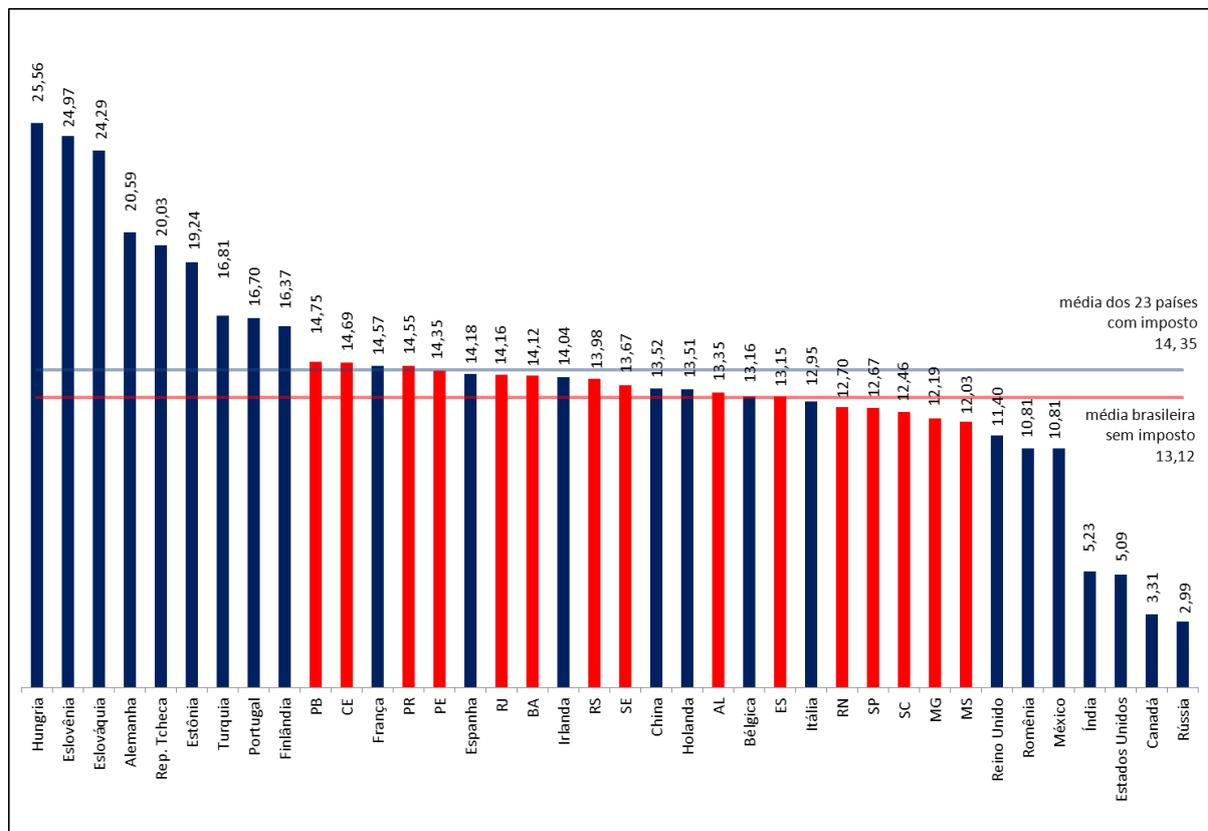
Fonte: Elaboração própria.

A adição da Margem de Distribuição às duas parcelas gera uma tarifa “*ex-tributos*” média no Brasil de US\$ 13,12 /MMBtu, superior a tarifa final cobrada em países como Reino Unido e México. Mais preocupante, porém, é a comparação das tarifas estaduais *ex-tributos* frente às tarifas finais internacionais: antes dos impostos, Paraná, Ceará e Paraíba já possuem tarifas mais caras do que a média mundial com impostos.

Por fim, a inserção dos tributos completa a formação da tarifa de gás no Brasil. O ônus dos tributos sobre a tarifa será analisado na seção a seguir.



Gráfico 11 – Tarifas Industriais Estaduais de Gás Natural sem Impostos e Tarifas Industriais com Impostos de Países Selecionados (US\$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia (2011), Eurostat (2011), Comisión Reguladora de Energía, SZ China Energy e dados das distribuidoras estaduais.

Box II: Há transparência nas Margens de Distribuição de gás no Brasil?

Como demonstrado nessa seção, a Margem de Distribuição é uma parte relevante da tarifa de gás natural para a indústria no Brasil. A legislação, por sua vez, garante sua regulação por Agências Reguladoras estaduais, que devem zelar por sua publicidade e realizar consultas públicas no processo de revisão das margens, que deve ocorrer com periodicidade pré-definida. Assim, considerando sua importância e as leis brasileiras, não deveria ser difícil obter as margens para cada distribuidora estadual.

Entretanto, a realidade não corrobora a racionalidade. De fato, na busca pelas informações para realizar o presente estudo, considerando os 15 estados analisados, apenas em seis - Alagoas, Espírito Santo, Ceará, Pernambuco, São Paulo e Rio de Janeiro - foi possível obter sem maiores dificuldades as informações na agência reguladora, seja diretamente no site, seja em alguma norma ou diário oficial. Em estados como Rio Grande do Norte, Paraíba e Santa Catarina a agência reguladora atua regulando a Margem, mas não disponibiliza de imediato os valores em seu site – é necessário contatar diretamente o responsável e aguardar para receber a informação. Em outros estados a agência reguladora se recusa a informar a margem, alegando confidencialidade, como no caso de Minas Gerais, Bahia e Sergipe. Finalmente, nos estados do Mato Grosso do Sul, Rio Grande do Sul e Paraná, a agência reguladora não atua ou não informa os valores, não sendo claro como estes são fixados, tampouco quais são os valores reais aplicados. Nesse caso, estimou-se os valores usando informações do mercado e do Ministério de Minas e Energia, conforme metodologia descrita no Anexo.

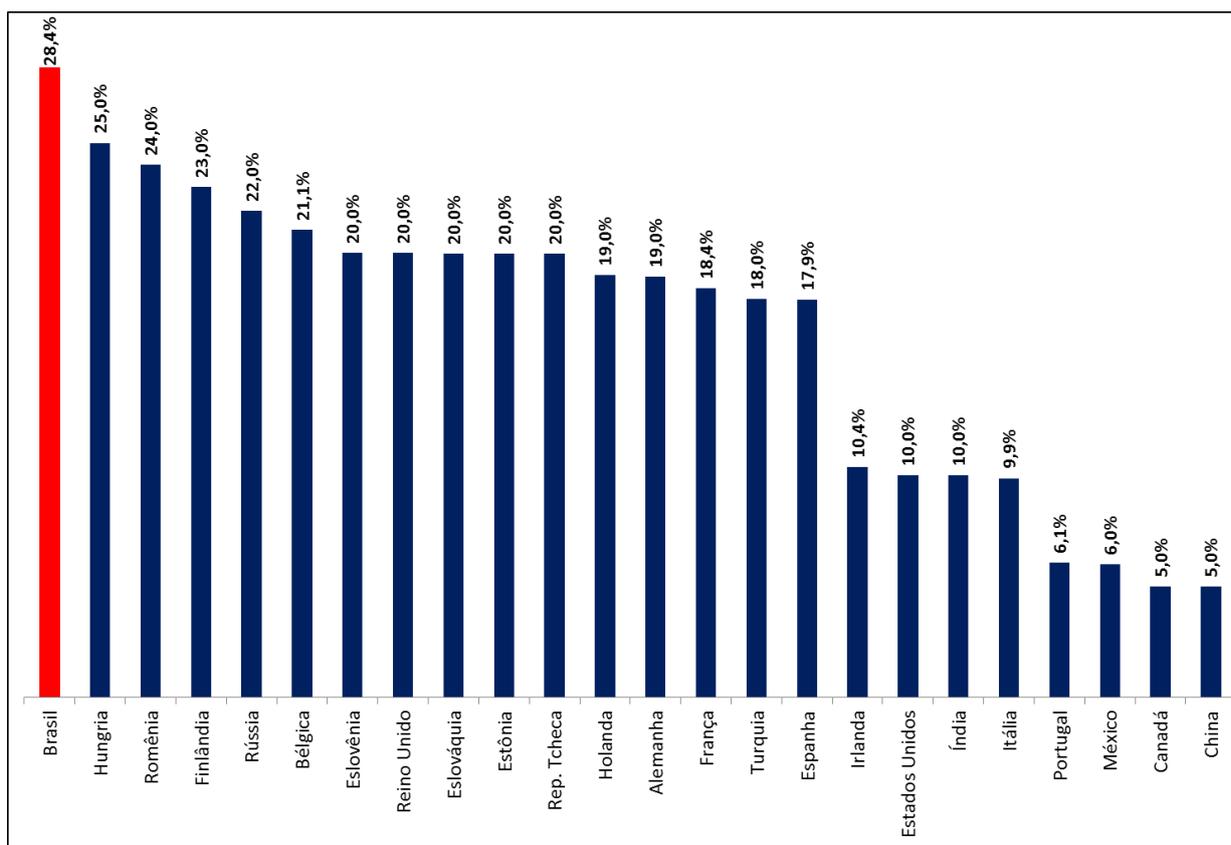


6 • O PESO DA CARGA TRIBUTÁRIA SOBRE A TARIFA DE GÁS NATURAL INDUSTRIAL NO BRASIL E NO MUNDO

As seções anteriores demonstraram que as tarifas *ex-tributos* de gás natural para a indústria brasileira são pouco competitivas perante o mercado mundial, sob diversos pontos de vista. Com isso, era de se esperar que os governos estaduais, assim como o Governo Federal, praticassem uma política tributária que onerasse o mínimo possível esse insumo. Entretanto, não é isso o que se observa.

A alíquota média dos tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS, respectivamente), cobrada na tarifa de gás natural industrial no Brasil é de 22,1%, o que corresponde a uma alíquota efetiva de 28,4%.³ Dentre todos os países analisados, nenhum possui carga tributária superior à brasileira.

Gráfico 12 – Parcela relativas aos tributos na tarifa industrial de gás natural, alíquotas efetivas - países selecionados



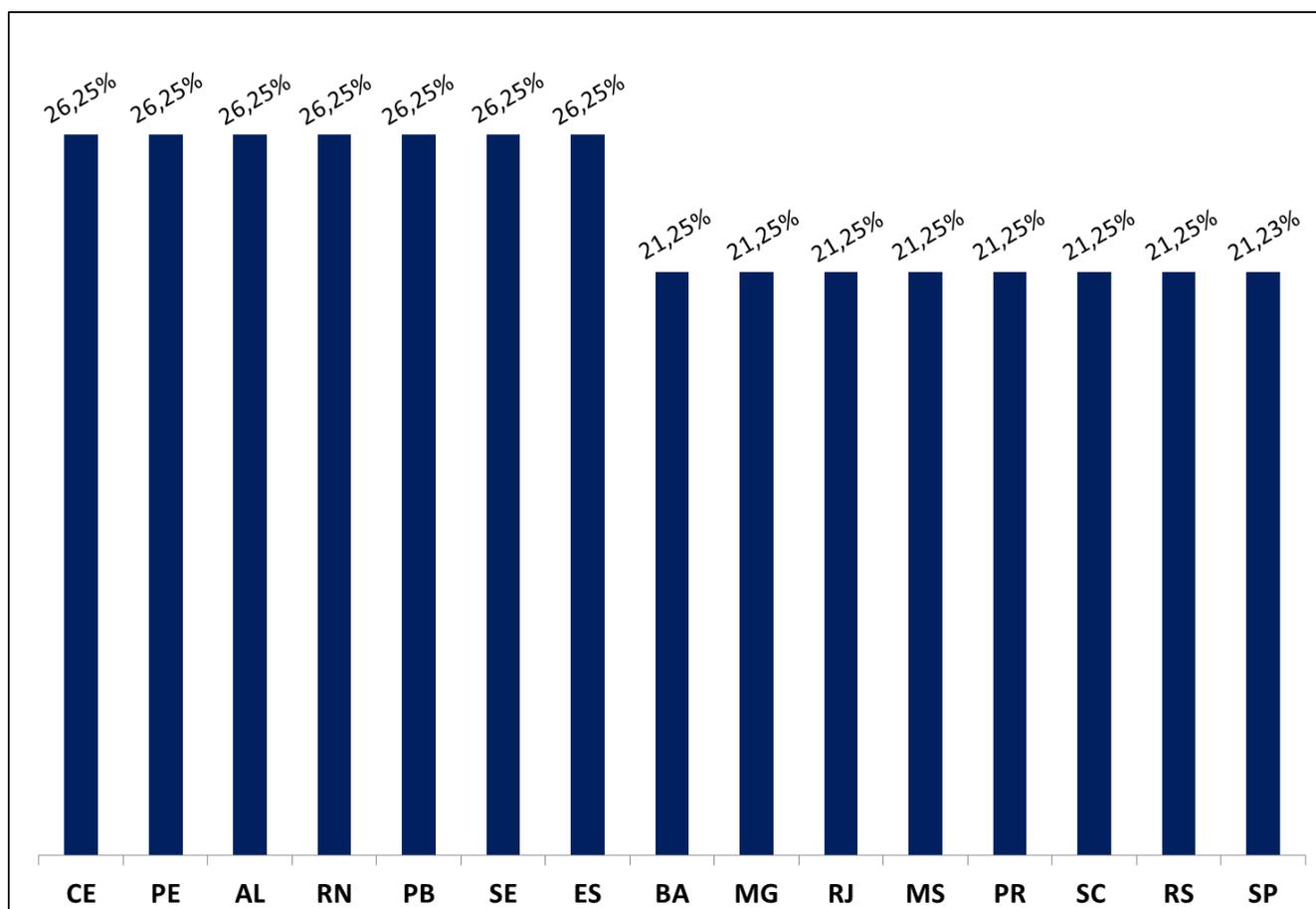
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia (2011), Eurostat (2011), Comisión Reguladora de Energía, SZ China Energy e estimativas próprias. Nota: para Brasil considerou-se PIS, COFINS e ICMS. Para os demais países IVA ou GST (Canadá)

³ Ressalta-se que indústrias brasileiras que eventualmente optem pelo regime de cobrança fiscal pelo critério não cumulativo têm direito de obter créditos de PIS e COFINS mediante a aplicação de alíquotas de 7,60% para COFINS e 1,65% para PIS. Além disso, é possível obter créditos de ICMS de parte do valor do gás natural consumido em processo de industrialização. O presente trabalho, contudo, optou por destacar a carga tributária máxima incidente sobre os consumidores industriais já que o processo de crédito é custoso, não se dá de forma fácil, automática ou imediata e é pouco difundido na maior parte da indústria brasileira.



Cabe ressaltar ainda que o ICMS apresenta alíquotas diferenciadas entre estados. De fato, a diferença da carga tributária entre os estados alcança cinco pontos percentuais e varia de 12% a 17%. PIS/COFINS equivale a 9,25% para todos os estados. Através do Gráfico 13 é possível distinguir dois grupos de estados, dado os dois níveis de alíquota de ICMS adotados⁴.

Gráfico 13– Parcela de Tributos na Tarifa Industrial de Gás Natural – ICMS e PIS/COFINS



Fonte: Elaboração própria a partir de dados das distribuidoras estaduais

É interessante destacar que os estados do Nordeste, além de serem abastecidos com 100% de gás nacional - mais caro que o importado – possuem carga tributária maior do que a aplicada no restante do país (à exceção da Bahia). Nesse sentido, pode-se afirmar que a política tributária aplicada nesses estados privilegia a arrecadação vis-à-vis a competitividade industrial, o resultado sendo diminuição da atratividade de indústrias intensivas no uso de gás natural.

⁴ A alíquota nominal de 26,25% equivale a 35,6% efetivos, enquanto a alíquota de 21,25% equivale a 27% efetivos.



Box III: Como, de fato, o alto custo do gás industrial afeta a competitividade da indústria brasileira?

Este estudo mostra, inequivocamente, que a indústria brasileira perde competitividade frente aos seus concorrentes internacionais. Porém, é importante dar exemplos para aproximar essa perda da realidade do leitor, de forma que ele possa compreender plenamente sua dimensão.

Microempresas

Uma pequena padaria de bairro que possua cerca de 5 a 7 empregados com produção essencialmente diurna, consome aproximadamente 1,5 mil m³/mês. Esse consumo representa no Brasil uma conta de gás natural da ordem de R\$ 2,5 mil/mês, contra um valor médio da ordem de R\$ 1,4 mil/mês de uma padaria similar na França, país famoso pela qualidade de seus produtos. Ao final de um ano, a diferença (R\$ 13,2 mil) permitiria à padaria brasileira adquirir quatro balanças etiquetadoras (com capacidade para 30 kg) ou, ainda, comprar um forno elétrico de última geração e uma máquina para fatiar frios. A aquisição desses equipamentos permitiria a expansão da capacidade produtiva da padaria, propiciando crescimento do negócio e redução do custo final de pães e frios.

Pequenas empresas

Uma pequena indústria de biscoitos que possua cerca de 60 empregados e consumo mensal de gás de aproximadamente 50 mil m³/mês, possui conta de gás natural da ordem de R\$ 68 mil/mês no Brasil. Indústria similar na China paga pelo mesmo insumo cerca de R\$ 43 mil/mês, R\$ 25 mil reais a menos. Em 16 meses a diferença na conta de gás (R\$ 405 mil) permitiria à empresa brasileira adquirir uma extrusora monorosca, capaz de produzir 150 kg/hora de massa expandida. Essa aquisição aumentaria a eficiência e produtividade da empresa, propiciando um crescimento do negócio e ganhos de competitividade no mercado interno e externo.

Médias empresas

Uma indústria do setor de vidros que possua cerca de 350 empregados e consuma aproximadamente 800 mil m³/mês de gás natural paga aproximadamente de R\$ 900 mil/mês pelo insumo no Brasil. Indústria similar nos Estados Unidos – um dos principais produtores mundiais desse produto - pagam em média R\$ 257 mil/mês pelo mesmo insumo. A diferença acumulada em um ano (R\$ 7,7 milhões) entre os dois países permitiria à empresa brasileira adquirir quatro máquinas de decoração de última geração com 8 cores e quatro fornos de recozimento, ambos os produtos utilizados no processo de pintura de vidros. Esse investimento permitiria à empresa brasileira melhorar a capacidade de diferenciar seus produtos, aumentando sua competitividade nacional e internacional.

Grandes empresas

As importações de produtos químicos representaram 18,6% do total de US\$ 181,7 bilhões em compras externas realizadas pelo Brasil em 2010. A União Européia foi a maior fornecedora desse tipo de produto para o país, com vendas de US\$ 10,6 bilhões. Dentro da União Européia, a Itália é uma grande produtora.

Uma grande indústria química que possua 600 empregados, utilize gás natural em sua produção e consuma aproximadamente 2,7 milhões m³/mês, tem uma conta de gás natural de aproximadamente R\$ 2,8 milhões/mês no Brasil, contra um valor médio da ordem de R\$ 2,2 milhões/mês de uma indústria similar na Itália. A diferença acumulada em um ano (R\$ 7,2 milhões) entre os dois países permitiria à empresa brasileira comprar dez caldeiras modernas equipadas com economizador e controle de nível contínuo, que possuem rendimento maior em relação às caldeiras básicas. A compra dessas máquinas permitiria economia no consumo de gás natural na operação da caldeira, resultando em uma redução de custos de cerca de 10%, se refletindo imediatamente em aumento de competitividade nacional e internacional.



7 • QUAL O CAMINHO PARA ELEVAR A COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL INDUSTRIAL NO BRASIL?

O mercado brasileiro de gás natural ainda é considerado pouco maduro, e questões relacionadas a preço, oferta, regulamentação, regulação e planejamento ainda precisam ser melhor discutidas, analisadas e implementadas. Nesse sentido, a chamada Lei do Gás, aprovada em 2008 e sancionada em 2009, representou um avanço importante para o mercado. Entretanto, é importante reconhecer que, além da necessidade de complementação de sua regulamentação, a regulação brasileira precisa avançar mais a fim de garantir a transparência e competitividade do insumo vendido às indústrias no país.

De fato, os capítulos anteriores demonstraram, sob diversas óticas, que o custo do gás natural para o consumidor industrial brasileiro é muito superior ao custo do gás de importantes países, além de ser superior também à média internacional. Mesmo reconhecendo as diferenças e peculiaridades dos diversos mercados, o fato inequívoco é que as indústrias de países concorrentes conseguem obter esse insumo a custos significativamente menores do que as localizadas no país, o resultado sendo a perda de competitividade nacional.

A agenda do setor precisa avançar rapidamente a fim de eliminar essa fonte de baixa competitividade nacional. Nesse sentido, políticas essenciais precisam ser adotadas:

1. **Reformular a política de preços do gás natural produzido no Brasil, de forma a adequá-la à nova realidade nacional e mundial, atrelando o preço da molécula ao mercado mundial de gás natural.** Atualmente, a Parcela Variável ainda segue fórmula de média ponderada de três tipos de óleo definida pela Portaria Interministerial nº3/2000, não mais vigente. Cabe ressaltar que à época em que foi instituída, tal metodologia era compatível com a realidade então observada, já que (1) não existia grande volume de gás disponível no país, (2) a maior parte da demanda pelo insumo era para uso térmico e os óleos eram substitutos, ainda que imperfeitos do gás, (3) não existiam mercados de referência internacionais estabelecidos para o gás, e (4) não existia mobilidade nem disponibilidade mundial de gás – não havia de forma competitiva terminais de GNL e tampouco havia gás sobrando no mundo. O gás, portanto, não era uma Commodity, no sentido econômico da palavra. Entretanto, após mais de 10 anos, os cenários nacional e mundial mudaram radicalmente. Atualmente, (1) já existe uma grande produção de gás natural no Brasil, com perspectivas concretas de aumento significativo desse volume com as descobertas do pré-sal, (2) há uma enorme demanda para consumo industrial como



matéria prima do processo de produção, no qual os óleos referidos na fórmula de preço não são substitutos, nem mesmo imperfeitos, (3) já existem mercados internacionais de referência estabelecidos para o gás, como o Henry Hub e o National Balancing Point (NBP); e (4) já existe mobilidade e disponibilidade mundial de gás – há terminais de GNL prontos e em construção em quantidade suficiente para garantir o comércio mundial, e as novas descobertas de shale gas criam um horizonte concreto de sobra de gás natural no mercado mundial. Atualmente, portanto, já é possível afirmar que o gás é uma Commodity, e como tal deve ser então precificado.

2. **Garantir a regulação por parte da Agência Nacional de Petróleo (ANP) da Parcela Fixa, assegurando que os fatores que ela remunera sejam conhecidos e que sua cobrança seja definida como local ao invés de postal.** Ao regular a tarifa dessa forma será evitada a prática de subsídios cruzados entre estados que afetam particularmente as indústrias localizadas nos estados produtores. Nesse sentido, a Resolução nº 52 da ANP de 29 de setembro de 2011 foi um grande passo ao definir, em seu artigo 10, que os agentes vendedores de gás natural devem registrar na ANP seus contratos de compra e venda explicitando dentre outros os volumes e preços, detalhando a parcela referente à molécula e a parcela referente ao transporte. Entretanto, é essencial que essa resolução seja estendida aos contratos em vigor, de forma a garantir transparência e competitividade.
3. **Garantir a transparência do sistema tarifário brasileiro.** As tarifas e seus componentes para todos os estados, de todas as classes de consumidores, devem ser disponibilizados publicamente, mensalmente e de forma atualizada pela ANP. Em particular é essencial a disponibilização dos valores estaduais das parcelas referentes ao custo da *commodity*, do transporte e da distribuição, independentemente da nomenclatura que possuam.
4. **Fortalecer a ANP**, dando condições para que ela possa cumprir seu papel de órgão regulador do setor de gás e atuar proativamente para o aumento da competitividade do mercado. O Ministério de Minas e Energia (MME) deve ainda delegar à ANP a responsabilidade de acompanhamento e divulgação das tarifas de gás natural no Brasil.
5. **Garantir que as Agências Reguladoras Estaduais cumpram seu papel de regulação e divulgação da parcela de distribuição.** Tal medida fornecerá maior



transparência ao setor, dará publicidade a informações que hoje não estão disponíveis e permitirá que todas as partes envolvidas participem do processo de definição da Margem de Distribuição, o que garantirá ao mesmo tempo remuneração adequada às distribuidoras e tarifas competitivas para o mercado.

6. **Reformular a política tributária do gás natural**, garantindo a redução da carga tributária sobre os consumidores finais e, conseqüentemente, maior competitividade industrial.
7. **Elaborar um Plano Nacional de Gás**, à semelhança do que é feito pela Empresa de Planejamento Energético (EPE) para o setor de energia, com objetivo de criar cenários futuros de demanda e oferta do insumo e diretrizes para sua melhor utilização em prol do desenvolvimento econômico. Esse plano deve ser preparado pelo Governo através do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com a participação do setor privado.
8. **Desenvolver estratégia para a interiorização da malha de dutos**, garantindo a compatibilização da ampliação do consumo do insumo e sua disponibilidade para todos os estados do Brasil com modicidade tarifária.
9. **Criar condições que incentivem a entrada de novos *players* no setor, em todas as etapas da cadeia**, garantindo assim a competitividade das tarifas.
10. **Garantir o fornecimento de gás firme para a indústria**, disponibilizando o insumo para uso como matéria prima, permitindo o desenvolvimento adequado da indústria nacional.

Essas iniciativas trariam imediato e expressivo ganho de competitividade para o setor produtivo e contribuiriam de forma decisiva para o desenvolvimento do país.



6 • ANEXO: METODOLOGIA DO ESTUDO

O estudo analisou as 18 distribuidoras de 15 estados que possuem gás natural canalizado e que oferecem esse gás ao setor industrial. As distribuidoras que fazem parte desse estudo estão detalhadas na tabela abaixo. Demais distribuidoras não foram incluídas por não estarem operacionais ou não oferecerem gás natural canalizado ao setor industrial.

Tabela 8: Distribuidoras de Gás Natural Brasileiras que Fazem Parte do Estudo

Distribuidora	Estado
SCGÁS	SC
MS GÁS	MS
ALGÁS	AL
COMPAGAS	PR
GASMIG	MG
PBGÁS	PB
POTIGÁS	RN
SERGÁS	SE
SULGÁS	RS
CEGÁS	CE
BAHIAGÁS	BA
COPERGÁS	PE
BR DISTR	ES
CEG	RJ
CEG RIO	RJ
COMGÁS	SP
GAS BRAS	SP
GN SP SUL	SP

A tarifa média nacional de gás natural industrial e seus componentes não está disponível publicamente, assim como a abertura dos componentes estaduais. Desenvolveu-se então uma metodologia que permite extrair ou estimar essas informações a partir de dados disponíveis e das tarifas vigentes para o consumidor industrial cativo em agosto de 2011, estas coletadas junto às próprias distribuidoras.

Para o cálculo da tarifa industrial média nacional:

- 1) Selecionou-se o perfil de consumo de 50.000 m³/dia - que caracteriza uma indústria com consumo moderado do insumo.
- 2) Calculou-se a tarifa para esse consumidor industrial para cada estado, realizando o cálculo em cascata, proporcional ao volume consumido.
- 3) Construiu-se a média nacional ponderando as tarifas para os estados pelo consumo de gás industrial de cada estado, registrado em agosto de 2011. No caso de Rio de Janeiro e São Paulo, que possuem mais de uma distribuidora, ponderou-se o volume de gás vendido para a indústria por cada distribuidora para a construção da média estadual.



Para a abertura dos componentes da tarifa industrial média nacional:

- 1) A partir das alíquotas de imposto informadas pelas distribuidoras, ponderando-se pelo volume de gás consumido pelo setor industrial de cada distribuidora em agosto de 2011, obteve-se a alíquota média nacional.
- 2) Subtraiu-se a alíquota média nacional da tarifa nacional, obtendo então a tarifa *ex-imposto*
- 3) Calculou-se a média nacional da Margem de Distribuição a partir da ponderação das Margens de Distribuição estaduais pelo volume de gás consumido pelo setor industrial de cada distribuidora.
- 4) Subtraiu-se da alíquota *ex-imposto* o valor da média nacional da Margem de Distribuição, obtendo então o valor da soma da Parcela Variável ou *Commodity* e da Parcela Fixa ou Transporte.
- 5) Para o cálculo da Parcela Fixa para agosto de 2011 o valor inicial foi atualizado pelo IGP-M, conforme sua fórmula. Para o valor da parcela de Transporte foi utilizado o valor informado pelo MME. O valor médio da Parcela Fixa ou de Transporte foi então obtido a partir da ponderação dos consumos industriais de cada estado.
- 6) Subtraindo a média nacional da Parcela Fixa ou Transporte obteve-se a média nacional da Parcela Variável ou *Commodity*.

Para o cálculo da tarifa industrial média por estado:

- 1) Selecionou-se o perfil de consumo de 50.000 m³/dia - que caracteriza uma indústria com consumo moderado do insumo.
- 2) Calculou-se a tarifa para esse consumidor industrial a partir das tarifas por faixa de consumo, obtidas junto às próprias distribuidoras em agosto de 2011, realizando o cálculo em cascata, proporcional ao volume consumido.
- 3) No caso de Rio de Janeiro e São Paulo, que possuem mais de uma distribuidora, foram ponderadas as tarifas pelo volume de gás vendido para a indústria por cada distribuidora.

Para a abertura dos componentes da tarifa industrial média de cada estado:

- 1) A partir das alíquotas de imposto informadas pelas distribuidoras obteve-se a alíquota para cada estado.
- 2) Subtraiu-se a alíquota da tarifa calculada, obtendo então a tarifa *ex-imposto*
- 3) Obteve-se junto às distribuidoras, órgãos reguladores estaduais e documentos oficiais as informações referentes às Margens de Distribuição. Em alguns casos, como para Compagás e Sulgás, não havia informações oficiais disponíveis,



- então estimou-se a Margem de Distribuição a partir de informações obtidas junto a estudos de consultorias e de associações do setor.
- 4) Subtraiu-se da alíquota *ex-impuesto* o valor da Margem de Distribuição, obtendo-se então o valor da Parcela Variável ou *Commodity* e da Parcela Fixa ou Transporte.
 - 5) Para o cálculo da Parcela Fixa para agosto de 2011, o valor inicial foi atualizado pelo IGP-M, conforme sua fórmula. Para o valor da parcela de Transporte foi utilizado o valor informado pelo MME. Nos casos de Minas Gerais e São Paulo, que consomem tanto gás nacional quanto importado, estimou-se a participação de cada um no consumo industrial estadual a partir de dados do MME, de estudos de consultorias e de associações do setor (para Minas Gerais 50% para o gás natural nacional e 50% para o gás importado, e para São Paulo estimou-se percentual para a COMGAS de 35% de gás nacional e 65% de gás importado. As demais distribuidoras de São Paulo usam 100% gás importado).
 - 6) Subtraindo a Parcela Fixa ou Transporte obteve-se a Parcela Variável ou *Commodity*.

Por fim, todos os valores em R\$/m³ foram transformados em US\$/MMBtu utilizando-se as taxas de conversão de MMBtu/m³ = 26,81 e R\$/US\$ PPP = 1,692, esta divulgada pelo Fundo Monetário Internacional (FMI).