

1

Introdução

1.1

Histórico e Motivação

O gás natural começou a ser consumido no Brasil na década de 50, inicialmente no estado d Bahia, onde teve início suaa produção<sup>1</sup>.O energético foi ganhando espaço na medida em que as duas crises do Petróleo (1973 e em 1979) aumentaram os preços do barril de petróleo e tornaram economicamente viável sua exploração no Brasil.

# Histórico e Motivação

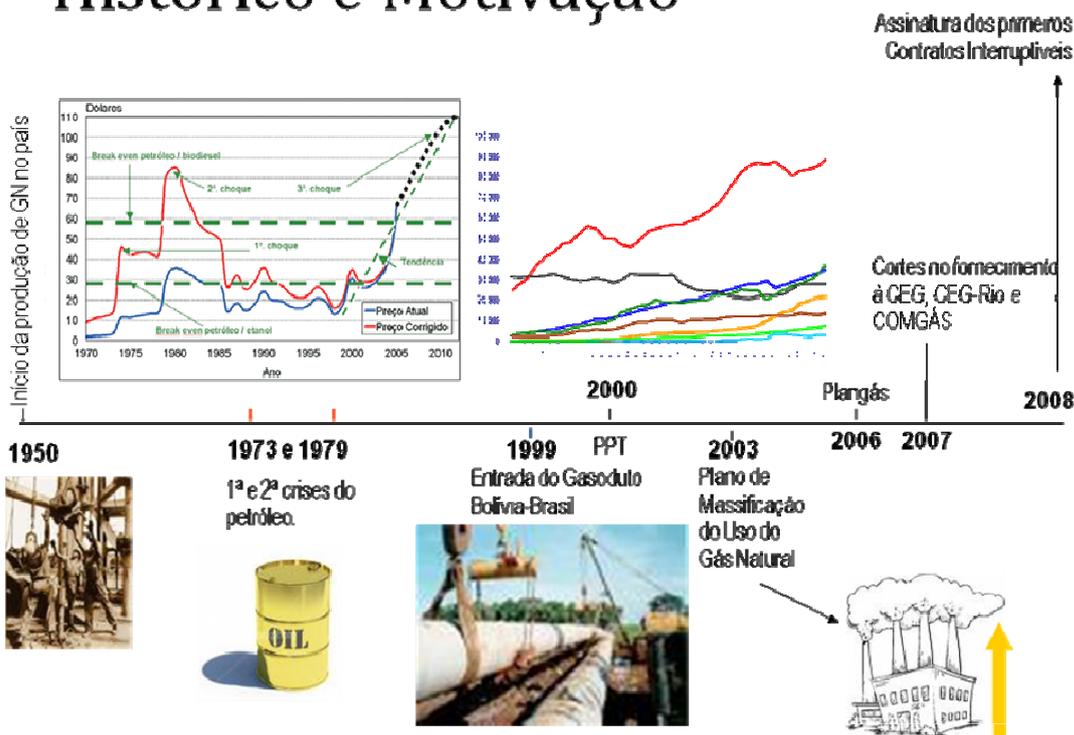


Figura 1.1 – Histórico e Motivação

<sup>1</sup> Esse trabalho trata apenas da indústria de gás natural, a palavra gás é utilizada também no Brasil para designar o gás manufacturado (subproduto do craqueamento da nafta) e o gás de carvão, usado no Brasil desde o século XIX.

Em 1999 entrou em operação o Gasoduto Bolívia-Brasil, também conhecido como Gasbol. A base para a construção do duto foi um contrato de compra e venda celebrado entre Petrobras e YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos), com a participação do governo dos dois países, em que a Petrobras se comprometia a comprar, em regime de *Take or Pay*<sup>2</sup>, um volume de gás natural que começaria em 8 MMm<sup>3</sup>/dia e iria até 16 MMm<sup>3</sup>/dia, com uma opção de expansão até 30 MMm<sup>3</sup>/dia.

A princípio, o gás natural oriundo da Bolívia seria destinado totalmente ao consumo não-termoelétrico, mas com o esgotamento do potencial hidráulico de maior eficiência (mais barato) e em função da cláusula de compra compulsória (*take-or-pay*) do Gasoduto Brasil-Bolívia, a geração termoelétrica à gás natural no Brasil passou a ser vista como uma opção viável. Os benefícios desta fonte de geração compreendiam tanto uma expansão da capacidade de geração de energia elétrica, com características de complementação ao sistema predominantemente hídrico (proporcionando maior segurança), quanto a criação de um mercado novo para o gás já adquirido.

Em 24 de fevereiro de 2000, diante de uma grave crise de abastecimento que culminou no racionamento, o Governo Federal criou o Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT). Este previa a instalação de 55 termoelétricas, em sua maioria a gás natural, até o final de 2003. O propósito do PPT era a remuneração da infra-estrutura de transporte construída para escoar o gás natural adquirido da Bolívia (Gasbol) e ao mesmo tempo aumentar a segurança no suprimento de energia elétrica através do incremento da componente termoelétrica operando em regime de complementaridade às hidrelétricas do sistema<sup>3</sup>.

O programa propunha contratos de fornecimento de gás natural de 20 anos com preços ajustados pelo índice de preços ao consumidor. Apesar de nem todas as térmicas terem sido construídas, o programa representou um salto significativo no uso de gás natural para geração termoelétrica.

Na época, o gás natural representava apenas 2,4% do consumo primário de energia, e não havia um mercado para a colocação dos 8 MMm<sup>3</sup>/dia de gás

---

<sup>2</sup> O contrato *take-or-pay* obriga o comprador a pagar pelo produto mesmo que não seja entregue..

<sup>3</sup> Uma vez que a termelétrica não tenha problemas no suprimento de seu combustível, no caso o gás natural previamente contratado (PPT), esta pode, operando em regime complementar às hidrelétricas, economizar água dos reservatórios em cenários de vazão vs. armazenamento desfavoráveis.

natural, nem projeção de crescimento de mercado capaz de acomodar o volume crescente estabelecido em contrato, já que as térmicas do PPT demoraram a entrar em operação e o despacho elétrico era baixo em função da crise. Como consequência, o duto fica vazio.

Como solução, em 2003, o governo e a Petrobras criaram o Plano de Massificação de Gás Natural, um programa que consistia em uma série de incentivos para o consumo não-termoelétrico do gás (consumo industrial, residencial, comercial e veicular). O principal incentivo ao consumo era um preço muito baixo do energético. Com esse programa, o consumo de gás natural no país deu um salto.

Os grandes consumidores industriais desempenharam um importante papel no desenvolvimento do setor de gás. Em função dos baixos preços e dos incentivos dados pelo governo para a conversão dos processos industriais (muitos deles dependentes do óleo combustível) para o gás natural, criou-se uma fonte de demanda “firme” deste combustível.

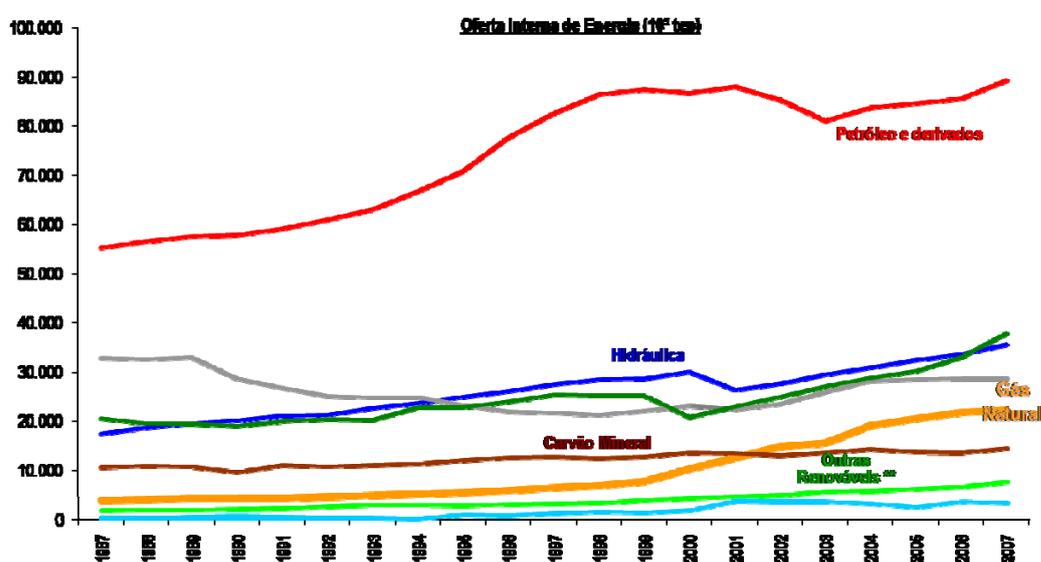


Figura 1.2 – Evolução da Matriz Energética Brasileira

A eletricidade no Brasil até então era quase toda proveniente de fontes hidrelétricas. Em 2000 a geração hidráulica representava 86% do total da energia

elétrica gerada<sup>4</sup>. Assim, o desenvolvimento da indústria de Gás Natural no Brasil aconteceu de maneira associada à diversificação das fontes de geração no Setor Elétrico. Com o Programa Prioritário de Termoeletricas e o Plano de Massificação de Gás Natural, a demanda por gás natural no país assumiu um comportamento explosivo. Adicione-se a isso o fato do preço do gás natural ser regulado por portaria e ter se mantido praticamente congelado no Brasil enquanto o preço dos derivados de petróleo subia no mundo todo.

Em função do consumo real de gás contratado por parte das termoeletricas ocorrer de forma bastante esporádica, já que as termoeletricas operam em regime de complementação ao sistema hidrelétrico (sendo chamadas a gerar apenas em situações “desfavoráveis”), e dos elevados custos de investimento envolvidos na expansão da produção e transporte deste combustível, o crescimento da demanda não-termoeletrica (industrial, veicular, residencial etc.) foi gradualmente sendo atendido pelo volume de gás reservado aos contratos de suprimento das termoeletricas.

Esse crescimento do mercado não-termoeletrico levou o mercado de gás natural a uma situação de “cobertor curto” que após alguns anos se tornou irreversível no curto prazo, dado o tempo necessário desde o investimento até a operação de campos de produção e da infra-estrutura de transporte<sup>5</sup>. Tal situação ficou ainda mais agravada ao se constatar que o uso do combustível pelas termoeletricas se dava de maneira quase binária; ou todas as usinas estavam desligadas, proporcionando uma grande sobra de gás e, portanto um perfeito atendimento da demanda não-térmica ou até mesmo uma sobra de gás, ou todas eram acionadas ao mesmo tempo, proporcionando um *déficit* de oferta, uma vez que não havia mais gás para todos.

O Brasil passou então rapidamente de uma situação em que era superavitário em oferta de gás, para uma situação de escassez deste combustível, o que levou o país a procurar outras fontes de importação fora a Bolívia e também a considerar a expansão da produção interna. Mais recentemente o esforço de aumento da produção interna se deu através do Plangás – Plano de Antecipação da

---

<sup>4</sup> Informação retirada da pág 564 do livro Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil, ELETROBRAS, Ed. Memória da Eletricidade, Rio de Janeiro, 2006

<sup>5</sup> Exemplos: O poço de Marlim foi descoberto em 1985 e entrou em produção apenas em 1991 [30]; A obra de construção do Gasbol iniciou-se em 1997, mas o gasoduto só entrou em operação em 1999 [30]

Produção de Gás, um programa criado pela Petrobras em parceria com o Governo Federal em 2006.

De 1997 a 2008, a produção de gás natural no Brasil cresceu uma média de 7,5% ao ano, mas a demanda por este combustível cresceu ainda mais, com uma média de 22,5%. Em 2008, a Petrobras anunciou a construção de duas plantas de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), totalizando uma capacidade de importação adicional de 21 MMm<sup>3</sup>/dia, na busca por uma diversificação das fontes de importação, bem como de uma fonte de oferta adicional.

O gráfico abaixo ilustra a situação que foi aos poucos se formatando no mercado de gás no Brasil. O gás natural considerado de fonte firme, representado abaixo pela soma do Gás Boliviano com o Gás de oferta nacional, ultrapassa o montante de demanda firme, representado pelas colunas Demanda Industrial + Outros Usos. Por outro lado, ele não é suficiente para o atendimento ao mercado térmico total (última parcela das colunas).

Como consequência, conforme pode ser observado no gráfico abaixo, quando há despacho térmico acima de um determinado patamar, há a necessidade de exportação de GNL, uma vez que a oferta nacional somada à importação boliviana não são suficientes para atender a todo o consumo térmico. Em outros momentos, entretanto, quando o despacho está baixo, há uma sobra de gás.

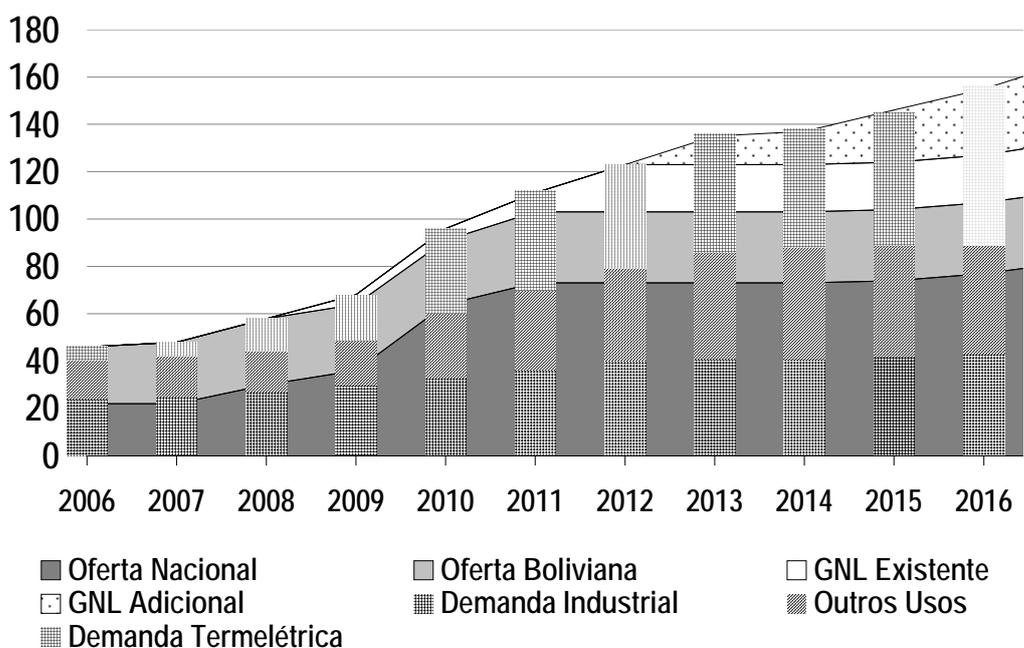


Figura 1.3 – Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil

A motivação para a construção dos dois terminais de GNL (Baía de Guanabara e Pecém) foi a de encontrar fontes de oferta flexíveis, isto é, uma oferta que possa ser ajustada ao consumo térmico. As plantas proporcionam uma situação mais confortável entre oferta e demanda de gás natural, na medida em que o GNL possui contratos que permitem uma compra intermitente (opção de ficar no *spot*, ou de fazer contratos de longo prazo com cláusulas de cancelamento), adaptando-se às características do consumo termoeletrico.

Apesar disso, somente esta solução não é suficiente para acomodar a volatilidade da demanda termoeletrica, já que pode ser uma solução cara, e que o consumo máximo termoeletrico atual supera em duas vezes a capacidade máxima das duas plantas novas conjuntas.

Some-se a isso o fato do mercado *spot* de GNL ainda ser pequeno em relação ao tamanho do mercado de GNL como um todo, e ao fato de 20MMm<sup>3</sup>/dia representarem uma fatia considerável deste mercado, e conclui-se que a flexibilidade oriunda do GNL não é suficiente para suprir a necessidade de flexibilidade gerada pela demanda térmica volátil. Assim, novas fontes de flexibilidade passaram a ser estudadas.

Em 30 de outubro de 2007 ocorreram cortes de 17% no suprimento de gás natural para as Companhias Distribuidoras de Gás Natural CEG e CEG-Rio e Comgás<sup>6</sup>, em função da priorização do abastecimento das termelétricas. O uso compartilhado do gás natural entre os setores termelétrico e não-termelétrico se tornou uma realidade apenas em 2008 quando os primeiros contratos flexíveis (nas categorias Firme-Flexível e Interruptível) de suprimento de gás foram negociados pela Petrobras com grandes consumidores industriais.

A criação desta modalidade contratual representou nova fonte da flexibilidade que estava sendo procurada, além de ser menos arriscada para o comercializador.

Os contratos flexíveis (ou interruptíveis, uma das modalidades de contratos flexíveis) prevêem a interrupção do fornecimento aos industriais, que devem então continuar seus processos utilizando um combustível alternativo, por exemplo, o

---

<sup>6</sup> A Comgás (concessionária de Gás Natural da região metropolitana de São Paulo) estava mais preparada, na época, pois já tinha consumidores bi-combustíveis, de forma que o corte não causou tanto estrago quanto no Rio de Janeiro nem foi tão alardeado pela mídia.

óleo combustível<sup>7</sup>, toda vez que as termelétricas forem chamadas a gerar pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) elétrico.

No anexo A desse trabalho, a disposição a contratar (demanda) dos consumidores industriais potencialmente bi-combustíveis por essa modalidade de contratação foi analisada sob a ótica de um decisor avesso a risco que considera: o preço da *commodity* alternativa, o preço do contrato firme, o desconto oferecido no contrato interruptível e a probabilidade de despacho das termelétricas que lastreiam todos esses contratos.

O trabalho foi desenvolvido na Dissertação de Mestrado de André Mendes, intitulada “Impactos Derivados da criação do Mercado Interruptível de Gás Natural [1], e adaptada aqui às premissas deste trabalho de modo a calcular a demanda por contratos interruptíveis, dado necessário necessária ao cálculo do preço ótimo para contratos interruptíveis..

Em função da relevância que esta metodologia de cálculo de demanda tem para o desenvolvimento deste trabalho, que se concentra na determinação do preço dos contratos interruptíveis por parte do produtor, ela será detalhada no Anexo A.

Sendo assim, a correta precificação destes contratos, por parte do produtor (e comercializador de gás natural), torna-se um importante instrumento de gestão de risco, podendo mitigar a necessidade de este ter que comprar GNL no mercado à vista (*spot*) para atender à demanda total quando as termelétricas forem acionadas. Neste sentido, a forma econômica que o comercializador possui para atrair os consumidores para a modalidade de consumo interruptível é oferecer um desconto no preço deste contrato com relação ao do firme.

Se o desconto oferecido nos contratos interruptíveis for suficiente para compensar os prejuízos com as interrupções, os consumidores potencialmente flexíveis irão naturalmente, e por vontade própria, migrar da classe mais cara para a mais barata. Entretanto, essa prática deve ser realizada de forma otimizada, pois em última análise deve-se levar em conta o *trade-off* entre o benefício que o suprimento interruptível proporciona ao produtor através da mitigação de compras emergenciais de GNL no *spot* (a preços normalmente elevados) e a redução de

---

<sup>7</sup> Grande parte desses consumidores industriais tinham, no passado, seus processos alimentados por óleo combustível e grande parte destes têm a possibilidade de se tornarem bi-combustíveis, podendo assim, em momentos de interrupção do fornecimento do gás, passar a consumir o óleo como uma fonte alternativa de energia.

receita que o deslocamento de consumidores do mercado firme para o interruptível proporciona<sup>8</sup>. Esse é o principal conceito motivador deste trabalho.

## 1.2

### **Lucro do Comercializador no fornecimento de gás natural**

A Petrobras é o maior produtor e ofertante de gás natural no Brasil, sendo responsável por 90% da oferta interna<sup>9</sup>. Além disso, a empresa possui participação em quase todas as companhias distribuidoras de gás natural do país, com exceção da CEG (Rio de Janeiro) e Comgás (região metropolitana de São Paulo).

As duas características, somadas às características da indústria de gás natural, uma indústria de rede<sup>10</sup> com altos custos fixos de entrada que formam barreiras naturais à entrada de concorrentes, colocam a Petrobras na posição de monopolista, apesar dos esforços por parte das agências reguladoras do setor no sentido de aumentar a concorrência.

A empresa desempenha um papel híbrido na indústria de gás no Brasil, pois apesar de ser uma empresa de capital aberto com ações cotadas na bolsa de Nova York e conseqüente submissão às leis de governança internacionais, o seu acionista controlador é o governo brasileiro.

As implicações desta dicotomia no comportamento da empresa são essencialmente as seguintes: há o objetivo de maximização do lucro, porém sujeito à restrição de minimização do risco de desabastecimento do mercado, especialmente o termoeletrico, que garante a segurança energética do país. Assim, a renda de um comercializador de gás natural será dada pela receita

---

<sup>8</sup> Por definição, o preço do contrato firme é maior que o preço do contrato interruptível, devido ao desconto necessário para atrair o consumidor que terá o seu suprimento interrompido quando as termelétricas solicitarem o gás. Além da desvantagem de preço que o contrato interruptível apresenta com relação ao firme, como será mostrado no próximo capítulo, este proporciona uma receita aleatória, que depende diretamente da disponibilidade de gás. Toda vez que o consumidor é interrompido o pagamento também é suspenso na proporção da interrupção. Desta forma, o contrato interruptível só é interessante para o produtor como instrumento de mitigação de déficits de atendimento à demanda.

<sup>9</sup> Fonte: Petrobras, Relatório da área de inteligência Competitiva do Gás e Energia.

<sup>10</sup> Um produto possui externalidade de rede quando seu valor para um consumidor aumenta em função do número de consumidores que estão utilizando o bem. O exemplo clássico são as redes de comunicação. No caso do gás, quanto mais consumidores ligados aos dutos de transporte, mais valor é atribuído aos novos investimentos. Nas indústrias com externalidades de rede normalmente surgem firmas dominantes. [32]

oriunda dos contratos de venda termelétrico e não-termelétrico. A receita dos contratos não-termelétrico é fixa, uma quantidade fixa vezes um preço fixo, reajustado segundo uma cesta de óleos combustíveis e um índice de preços. A receita dos contratos termelétricos, entretanto, varia conforme a necessidade de despacho das térmicas, que irá determinar o volume efetivamente consumido.

Num mercado de cerca de 60 MMm<sup>3</sup>/dia<sup>11</sup>, o comportamento errático da demanda pode representar custos muito altos, de ociosidade na infra-estrutura, de postergação da produção, ou de aquisição de cargas de GNL em caráter emergencial pagando prêmios muito altos (dada a obrigatoriedade de atendimento do mercado), apenas para citar os mais impactantes. A criação de fontes de flexibilidade capazes de adaptar as características da oferta do produto com as características de sua demanda errática se torna então bastante atraente.

Uma das formas de compatibilizar demandas e ofertas é a criação de contratos de gás natural interruptíveis, isto é, um contrato cujo fornecimento será interrompido se, e somente se, houver despacho termoeletrico. Neste período não há pagamento e outro combustível, presumivelmente mais caro, deverá ser utilizado a critério do consumidor interrompido.

O volume vendido no formato interruptível ora estará sendo utilizado pelo consumidor térmico, ora pela indústria. Mas apesar de cada um consumir apenas uma parte do tempo, do ponto de vista do produtor ele é consumido o tempo todo. Sendo assim, um contrato interruptível em conjunto com um contrato térmico irão apresentar um consumo conjunto firme e portanto irão concorrer por recursos firmes com os contratos firmes.

Com o contrato do tipo interruptível, que permite compartilhar a demanda de gás de consumidores industriais bi-combustíveis com a demanda termelétrica, o produtor “reduz” virtualmente a demanda total evitando assim, a compra emergencial de GNL no mercado *spot* nos momentos de alto consumo termelétrico. Entretanto, como apontado anteriormente, existe uma contrapartida a esse benefício, que é o desconto que os contratos interruptíveis precisarão oferecer aos consumidores para atraí-los da modalidade contratual firme para a interruptível. Desta forma, para cada valor de preço de contrato interruptível,

---

<sup>11</sup> Projeção do mercado de Gás Natural termoeletrico segundo Plano de Negócios 2009-2013 divulgado pela Petrobras

existirá uma demanda por estes contratos, fruto de um deslocamento do mercado firme<sup>12</sup>, e de uma exposição ao mercado *spot* de GNL.

Tanto a receita dos contratos interruptíveis e preferenciais (ou termelétrico), quanto as compras de GNL serão necessariamente estocásticas, dependentes da hidrologia, uma vez que esta determina a operação das termelétricas. Assim, a correta determinação do preço dos contratos interruptíveis deve ser realizada de forma a maximizar o lucro do produtor. Contudo, como o lucro final é composto por parcelas aleatórias, este precisa expressar a sua preferência sobre fluxos estocásticos, de forma a traçar uma estratégia de precificação que atenda ao seu perfil de risco. Neste trabalho, a gestão de risco do produtor será caracterizado por uma medida de risco denominada *Conditional Value-at-Risk* (CVaR), que será ponderada dentro de uma métrica que considera risco, retorno, e preferências em relação às duas coisas.

O preço deste contrato interruptível irá determinar a demanda por ele, que por sua vez irá determinar o volume de compra de cargas de GNL a ser evitado, um efeito positivo sobre a renda do produtor adicional ao efeito “preço vezes quantidade” desta categoria contratual. Daí a importância da determinação do preço ótimo para os contratos interruptíveis.

### 1.3

#### Objetivo

O objetivo deste trabalho é a construção de um modelo analítico para a determinação do preço ótimo dos contratos de fornecimento de gás natural do tipo interruptível, por parte de um produtor monopolista. O consumo de gás por parte das termelétricas será considerado como principal fonte de incerteza do modelo, que por sua vez será caracterizada através de cenários de operação ótima do sistema elétrico, simulados conforme a metodologia utilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) [38], detalhada em [14] e [34]. Para expressar o perfil de risco do produtor, o modelo proposto buscará maximizar uma combinação convexa entre o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) e o valor

---

<sup>12</sup> Até 2008, a Petrobras disponibilizava aos consumidores industriais apenas contratos no formato Firme.

esperado do Valor Presente Líquido (VPL) do lucro do produtor com a venda de gás.

As principais contribuições deste trabalho são: (i) a apresentação de um modelo de otimização estocástica capaz de orientar a precificação dos contratos interruptíveis de fornecimento de gás natural futuros, (ii) auxiliar na estimação dos impactos decorrentes de decisões políticas/estratégicas do produtor e dos demais agentes envolvidos através da análise de sensibilidade dos parâmetros/hipóteses do modelo e (iii) a criação de uma medida de grau de poder de mercado causado pela ação monopolista do produtor.

Outra contribuição interessante é o fato de que os trabalhos desenvolvidos anteriormente nesta área tratam apenas do curto prazo, enquanto aqui esta-se buscando analisar o médio e longo prazos.

#### 1.4

#### **Organização da Dissertação**

O segundo capítulo descreve o mercado de gás natural no Brasil, sua segmentação e diferenciação conforme uso e flexibilidade no consumo do combustível, e apresenta os instrumentos de comercialização que serão considerados neste trabalho. Neste sentido, serão introduzidos os conceitos fundamentais dos contratos de suprimento firme e interruptível de gás, atentando para as respectivas expressões de renda que cada um proporciona ao produtor em decorrência de suas cláusulas mais relevantes.

O capítulo 3 apresenta os conceitos relacionados à teoria de decisão sob incerteza que serão utilizados posteriormente no modelo de atuação estratégica do produtor. Uma breve revisão sobre o uso de medidas de risco em problemas dessa classe será realizada com o intuito de justificar o uso do *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) na construção da métrica que procura medir a preferência sobre fluxos estocásticos.

No capítulo 4 o modelo de precificação estratégica do produtor, foco deste trabalho, será apresentado de forma detalhada, em conjunto com suas premissas.

O capítulo 5 apresenta um estudo de caso onde o produtor (Petrobras) define o preço ótimo dos contratos interruptíveis utilizando o modelo proposto neste trabalho com dados projetados pela indústria. Uma análise de sensibilidade

sobre algumas premissas do modelo é realizada de forma a ilustrar o potencial da contribuição (ii) anteriormente descrita no objetivo deste trabalho. Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho e algumas propostas para trabalhos futuros.