

HENRIQUE SONJA PEREIRA PENHA

REFLEXÕES CRÍTICAS E CONTRIBUIÇÕES PARA APRIMORAMENTO DA
COMPLEMENTARIEDADE DOS CONSUMOS TERMELÉTRICO E INDUSTRIAL
DE GÁS NATURAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Energia e Ambiente da USP) para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

Versão Original

(versão original disponível na Biblioteca da Universidade de São Paulo e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO

2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE .

FICHA CATALOGRÁFICA

Penha, Henrique Sonja Pereira.

Reflexões críticas e contribuições para aprimoramento complementariedade dos consumos termelétrico e gás natural. / Henrique Sonja Pereira Penha; orientador Edmilson dos Santos. – São Paulo, 2014.

116 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) IEE da Universidade de São Paulo.

1. Gás natural .2.Energia elétrica. 3 Complementariedade Hidrotérmica. 4. Consumo energético industrialTítulo.

FOLHA DE APROVAÇÃO

À minha família e a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para este trabalho.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à minha família pelos ~~valores~~ valores de integridade e honestidade e pelos incentivos constantes ao estudo, dedicação e ~~à~~ ao desenvolvimento como ser humano.

Agradeço ao Professor Edmilson Moutinho dos Santos ~~por~~ por sua imprescindível orientação e por toda a dedicação, suporte e tempo empreendidos ~~em~~ no trabalho.

Agradeço a todos meus amigos e familiares que ~~receberam~~ receberam e compreenderam a minha ausência.

Agradeço aos meus colegas e aos líderes que ~~tiveram~~ tiveram durante todo o período, no qual dividi minha dedicação ao trabalho com o mestre ~~pela~~ pela compreensão, apoio e incentivo.

Agradeço aos funcionários, professores e colegas ~~da~~ da USP que, de certa forma, foram parte indissociável deste trabalho, contribuindo ~~de~~ mesmo que indireta ou anonimamente para o desenvolvimento.

Por fim, fica meu muito obrigado a todos que ~~tenham~~ tenham contribuído nesta empreitada.

“O melhor uso que podemos fazer de nossa Vida
é consumi-la em alguma coisa mais duradoura
do que a própria Vida.”

William James

RESUMO

PENHA, H. S. P. Reflexões críticas e contribuições para aprimoramento da complementariedade do consumo Termelétrico e Industrial de Gás Natural, 2014, 116 p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

A matriz de geração elétrica brasileira é, essencialmente, composta por hidrelétricas, as quais, em situações de regime hidrológico desfavorável operam em complementariedade da geração através de usinas termelétricas movidas, em sua maioria, a gás natural. Nessas situações, a demanda por este combustível se eleva significativamente. Aliado a este fato, a produção brasileira de gás está, em sua maior parte, condicionada ao aproveitamento do petróleo, o que obrigou os agentes de suprimento a implantar mecanismos de flexibilização, os quais atenderam parcialmente aos seus objetivos. Este cenário tende a se tornar ainda mais frequente, já que se visualiza um aumento na participação de fontes de geração intermitentes, como PCH's, eólicas e usinas a biomassa nos próximos anos.

Por outro lado, a indústria brasileira, sobretudo em função da diversidade de cadeias produtivas e da natureza energointensiva, apresenta matriz de consumo de energia bastante diversificada que objetiva a obtenção de energia térmica. Tal condição cria um traço característico de flexibilidade para substituição de insumos energéticos, orientada pela minimização dos custos de produção e otimização dos consumos de energia.

Logo, este trabalho busca uma maior compreensão das diferenças entre esses dois setores, em que o gás natural tem sua participação relevante, para, por fim, propor aprimoramentos que permitam a construção de maior complementariedade energética entre ambos, buscando-se maior harmonização e eficiência no uso de recursos naturais.

Palavras-chave: Gás Natural, Complementariedade energética, Energia Elétrica, Flexibilidade, Consumo Energético Industrial.

ABSTRACT

PENHA, H. S. P. Critical reflections and contributions to improving the complementarity of consumption Thermoelectric and Industrial Natural Gas, 2014, 116 p. Master's Dissertation – Program of Post-Graduation in Energy. Universidade de São Paulo.

The Brazilian power generation matrix is essentially composed of hydropower, when in situations of unfavorable hydrological regime, it is complementarity generation by thermoelectric power plants, mostly using natural gas as a fuel. In these situations, the demand for this fuel change significantly. All this fact, mostly Brazilian gas production is subject to the use of oil, which forced the agents to implement supply flexibility mechanisms, which partially met its stated objectives. This scenario tends to become even more common in the coming years, since displaying an increased share of intermittent generation sources such as SHP, wind and biomass plants.

On the other hand, the Brazilian industry, mainly due to the diversity of supply chains and the energy-intensive condition, presents an array of diversified energy consumption and aimed at obtaining thermal energy. This condition creates a characteristic trait of flexibility for substitution of energy inputs, driven by the minimization of production costs and optimization of energy consumption.

Thus, this work aims a better understanding of differences between these two sectors, where natural gas has a relevant interest, to propose enhancements that allow the construction of more energy complementarity between them, seeking greater harmonization and efficiency in resource use natural

Keywords: Natural Gas, Hydrothermal Complementarity, Electric Energy, Flexibility, Industrial Energy Consumption.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução da Capacidade de Geração Elétrica.....	16
Figura 1.2 - Evolução Consumo Termelétrico de Gás Natural versus Termo de Compromisso.	17
Figura 1.3 - Evolução da Capacidade Instalada por fonte de geração (GW e %).	18
Figura 1.4 - Evolução da Estrutura do Consumo Elétrico no Setor Industrial.	19
Figura 2.1 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração Elétrica.	22.
Figura 2.2 - Evolução da Oferta Interna de Energia Matriz Energética Brasileira.....	23
Figura 2.3 - Características Técnicas Gasodutos no Brasil	24
Figura 2.4 - Volumes Realizados versus Capacidade CASBOL (2000-2008).....	26
Figura 2.5 - Evolução do nível dos reservatórios de gás natural e eventos das Termelétricas.....	29
Figura 2.6 – Plano Massificação do Consumo de Gás Natural no Brasil – Pilares.....	31
Figura 2.7 - Evolução da Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil	2. 3
Figura 2.8 - Histórico dos Preços do Gás Natural City-Gate (por origem).....	33
Figura 2.9 - Acompanhamento do Volume Mensal de Consumo de Gás Natural	33
Figura 2.10 - Contratação nos leilões tradicionais da ACR – 2004/11	35.
Figura 2.11 - Os Mercados de Gás Natural e Elétrica	37
Figura 2.12 - Resultados do Teste de Operação Simulada das Termelétricas do PPT nas Regiões SE, CO e S.	39
Figura 3.1 - Cadeia de Suprimento do GNL	40
Figura 3.2 – Volume de GNL negociado, 1980 – 2011.....	41
Figura 3.3 – Entrada em Operação de Terminais de Recebimento de GNL , 1980-2017	42
Figura 3.4 - Vista área e desenho esquemático do terminal GNL de Pecém-CE.....	43
Figura 3.5 - Vista Área e Desenho Esquemático do Terminal de GNL da Baía da Guanabara.	43
Figura 3.6 - Nível dos Reservatórios versus Nymex Henry Hub.....	44
Figura 3.7 - Quadro Resumo com as condições dos contratos criados pela Petrobras..	47
Figura 3.8 – Evolução dos Volumes de Gás Natural vendidos nos Leilões versus o Custo Marginal Operação.	53
Figura 3.9 – Evolução do Custo Marginal de Operação Consumo Termelétrico Indicativo de Gás Natural entre 28/08/2010 e 25/09/2010.....	55
Figura 4.1 – Mecanismos Mundiais de Formação de Preço de Gás Natural 2012	60
Figura 4.2 – Distribuição dos Mecanismos de Formação de Preços de Gás Natural na América Latina em 2012.....	61
Figura 4.3 - Evolução da Precificação do Gás Natural Produção Doméstica	62
Figura 4.4 – Preços Mensais Internacionais de GNL, 2007- 2013.....	67
Figura 4.5 – Preços GNL no Japão versus Preços NYMEX na Bacia do Atlântico, Jan 2009- Jan 2013	68
Figura 4.6 - Comparação Custo de importação GNL NYMEX Henry Hub e Brent.....	69

Figura 4.7 - Comparação Custo de Importação GNL FOB versus Preços de Venda dos Contratos PPT	72
Figura 4.8 - Histórico de Volume de GNL importado (Base Gasosa).....	2.. 7
Figura 4.9 - Diferença do Custo de Importação versus Preço de Venda dos contratos PPT	73
Figura 4.10 - Balanço de Gás Natural - Despachos máx.....	74
Figura 4.11 - Histórico de preços de cargas de GNL importadas.....	75
Figura 4.12 - Balanço Demanda e Suprimento – Base 15.....	76
Figura 4.13 - Custo do Gás Natural City-gate por origem – Base Fev/2013	6.. 7
Figura 4.14 - Distribuição do Custo para Suprimento Base Fev/13.....	77.
Figura 4.15 - Prêmio pela Compra versus Potencial de Compra de Opção	78
Figura 4.16 - Custo Médio por Energético - Base 201.....	79
Figura 4.17 - Mecanismos de harmonização do balanço versus despacho termelétrico a gás natural	80
Figura 5.1 - Evolução da Produção de Gás Natural Argentina 1970-2008	82
Figura 5.2 - Relação Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural na Argentina	83
Figura 5.3 - Evolução do Consumo Residencial de GNL Argentina versus temperatura média	84
Figura 5.4 - Produção Argentina de Gás Natural Bahia - 1993 a 1998 (MM m ³ /mês).....	84
Figura 5.5 – Evolução dos consumos de Gás Natural Argentina – 2007 a 2009.....	85
Figura 5.6 - Importações brasileiras de Gás Natural Argentina	86
Figura 5.7 - Evolução do Mercado Europeu de Gás Nat.....	87
Figura 5.8 – Demanda de Gás no Inverno 2006/07 função do Clima	88
Figura 5.9 - perfil de produção do Campo de Groningen 2000.....	89..
Figura 5.10 - Comportamento Típico da Estocagem de Gás Natural na Europa	89
Figura 5.11 - Relação Capacidade de Estocagem versus Consumo por país – Europa	90
Figura 5.12 - Terminais de importação de GNL – Faro.....	90
Figura 5.13 - Comparação de Mercados de Gás Natural Brasileiro versus Americano.	91
Figura 5.14 - produção mensal de Gás Nos EUA e Preço Mercado Spot (Henry Hub)....	92
Figura 5.15 - Evolução da Produção de Gás Natural nos EUA (1990-2012).	93
Figura 5.16 - Consumo Mensal de Gás Natural nos EUA (2011/13).....	94
Figura 5.17 - Evolução do Consumo de Gás Natural nos EUA versus Produção	94
Figura 5.18 - Número de Contratos do Mercado de Gás negociados por ano (1990-2005)	95
Figura 6.1 - Estrutura do Consumo de Energia no Setor Industrial.....	97
Figura 6.2 - Evolução da Matriz Energética da Indústria de Cimento no Brasil.....	98
Figura 6.3 - Estrutura do Consumo no Setor Ferroviário.....	99
Figura 6.4 - Estrutura do Consumo no Setor Química.....	100
Figura 6.5 - Consumo de Energia - Mineração e Pelotas (2012).....	101
Figura 6.6 - Consumo de Energia - Não-Ferroso e Siderurgia (2012).....	102
Figura 6.7 - Consumo de Energia - Indústria Têxtil (2012).....	103
Figura 6.8 - Consumo de Energia - Alimentos e Bebidas.....	104
Figura 6.9 - Consumo de Energia - Papel e Celulose (2012).....	105
Figura 6.10 - Consumo de Energia - Cerâmica (2012).....	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Lista de usinas do PPT.....	28
Tabela 2.2 – Lista de projetos do PPT que não foram desenvolvidos.....	30.
Tabela 3.1 - Usinas Termelétricas em operação no Rio de Janeiro	44
Tabela 3.2 – Informações acerca dos Leilões ocorridos.....	49
Tabela 3.3 – Estimativa de Consumo de Gás Natural e Custo Marginal de Operação.....	50
Tabela 3.4 – Dados relativos ao Balanço do Mercado de Gás Natural no Brasil.....	51
Tabela 3.5 – Resultados da Análise dos Volumes Ofertados.....	52
Tabela 3.6 – Histórico dos Preços Médios Realizados nos Leilões e o Custo Marginal de Operação do Sistema Elétrico.....	54
Tabela 3.7 – Histórico dos Preços Médios Realizados nos Leilões e o Custo Marginal de Operação do Sistema Elétrico.....	54
Tabela 4.1 - Acordos de Venda de GNL.....	69
Tabela 4.2 - Percentual de Energia Armazenada em Reservatórios	75.
Tabela 4.3 - Estimativa de preços de realização de gás natural	80

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACR	Ambiente de Comercialização Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BIM	Bilateral Monopoly
BNDES	Banco Nacional para o Desenvolvimento Econômico e Social
CMO	Custo Marginal de Operação
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CPI	Consumer Price Index
CVU	Custo Variável Unitário
DoP	Delivery or pay
E&P	Exploração & Produção
EIA	Energy Information Administration
EPE	Empresa de pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FOB	Free on Board
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GOG	Gas-on-gas Competition
GTB	Companhia Boliviana de Transporte
IEA	International Energy Agency
IGU	International Gas Union
MF	Ministério da Fazenda
MME	Ministério de Minas e Energia
NET	Netback from Final Product
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro
OC1A	Óleo Combustível 1 A
OPE	Oil Price Escalation

PDE	Plano Decenal de Energia
PNGN	Plano Nacional do Gás Natural
PPT	Programa Prioritário de Termelétricidade
RBC	Regulation – Below the Cost
RCS	Regulation – Cost of Service
RSP	Regulation – Social and Political
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SoP	Ship or Pay
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Bras
TC	Termo de Compromisso
ToP	Take or Pay
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Contextualização	16
1.2	Objetivos	20
1.3	Estrutura da Dissertação	21
2	EVOLUÇÃO DA INTERDEPÊNCIA ENTRE A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	22
2.1	A Evolução do Mercado de Gás Natural No Brasil.....	23
2.2	O Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)	24
2.3	O Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT.....	26
2.4	O Plano de Massificação do Uso do gás natural.....	31
2.5	Os Leilões de contratação de Energia Nova	34
2.6	A Natureza Hidrotérmica do Sistema Elétrico Brasileiro.....	36
2.7	O Termo de Compromisso entre Petrobras e ANEEL.....	37
3	FLEXIBILIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL	40
3.1	Flexibilização da oferta com a importações de GNL.....	40
3.2	Flexibilização da Demanda com Novos Contratos de Venda e os Leilões de Curto Prazo	45
3.2.1	Novos Contratos de Venda de Gás Natural	45
3.2.2	Leilões de Curto Prazo para Venda de Excedente de Gás Natural.....	48
4	A PRECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL DE OPORTUNIDADE	57
4.1	A precificação do Gás Natural no mundo	57
4.2	A precificação do Gás Natural no Brasil	62
4.2.1	A precificação do Gás Natural Nacional	62
4.2.2	A precificação do Gás Natural Boliviano.....	65
4.2.3	O custo de importação do Gás Natural Liquefeito (GNL).....	66
4.2.4	Os preços nos contratos do PPT.....	70
4.3	O custo do Gás Natural no Cenário de “Escassez”.....	73
4.4	O custo do Gás Natural no Cenário de “Abundância”.....	78
5	A VISÃO INTERNACIONAL DOS MERCADOS DE GÁS NATURAL... ..	81
5.1	Argentina	81
5.2	Europa	86

5.3	Estados Unidos.....	91
6	A FLEXIBILIDADE DO CONSUMO INDUSTRIAL – BARREIRAS E OPORTUNIDADES	97
6.1	Indústria de Cimento	98
6.2	Indústria de Ferro Gusa e Aço	99
6.3	Indústria Química.....	100
6.4	Indústria de Ferro-Ligas	101
6.5	Indústria de Mineração e Pelotização.....	101
6.6	Não Ferrosos e Outros da Metalurgia	102
6.7	Indústria Têxtil.....	102
6.8	Alimentos e Bebidas.....	103
6.9	Papel e Celulose	104
6.10	Cerâmica.....	105
6.11	Resumo sobre o papel da indústria para absorver as variabilidades sazonais de gás natural.....	106
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	108
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	110

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Entre 2002 e 2013, o parque termelétrico brasileiro expandiu, sobretudo com a implantação de usinas que utilizam o gás natural como combustível (Figura 1.1). Tais usinas têm o despacho sazonal, em função de sua operação complementar à geração hidrelétrica, o que obriga volumes de gás natural a permanecerem ociosos durante os períodos em que não há despacho.

Figura 1.1 - Evolução da Capacidade de Geração Elétrica

Fonte: EPE, 2012.

Segundo MME (2012), o consumo potencial de gás natural das termelétricas instaladas no Brasil pode atingir 60 MM m³/dia em condições de despacho pleno, isto é, gerando toda potência instalada nas usinas, sendo que tal quantidade equivale a 85% da produção nacional de 2012¹. Além disso, em função das obrigações contratuais existentes do Termo de Compromisso entre Petrobras e ANEEL², cada térmica em operação deve possuir o suprimento de gás natural para atender seu consumo, hipótese de ser chamada a gerar.

¹ Segundo MME (2013) em 2012 a produção nacional de gás natural atingiu 70,58 MM m³/dia.

² Original deste documento encontra-se em ANEEL (2006) as condições desse Termo e sua importância serão discutidos no item 2.7.

Logo, considerando-se que o despacho termelétrico anual se situa em torno de 30% ao ano, conclui-se que grandes montantes de gás natural permanecem em boa parte do tempo ociosos (conforme se observa na Figura 1.2).

Figura 1.2 - Evolução Consumo Termelétrico de Gás Natural versus Termo de Compromisso.

Fonte: PETROBRAS, 2010.

Paralelamente, segundo ANP (2012), no ano de 2011, 75% da produção brasileira de gás natural foi proveniente da extração associada ao petróleo. Nestas circunstâncias, a produção de gás fica condicionada à extração do petróleo, o que torna o gás natural “dependente” deste último. Isto se deve ao fato de a produção de petróleo ser mais rentável do que a de gás natural. Como consequência, a produção de gás tende a estar desassociada das dinâmicas da demanda doméstica.

Por exemplo, em situações de elevado despacho das termelétricas, a produção doméstica pode não estar disponível, pois o regime de produção de petróleo pode estar reduzido. Em situação oposta, grandes volumes de produção de gás podem ocorrer com demandas escassas, com as termelétricas fora de despacho. Na ausência de alternativas e/ou sistemas de estocagem robustos, o gás produzido pode encontrar o único destino a queima em tocha

(gas flaring) na própria plataforma de produção. Isso fere os princípios do uso eficiente dos recursos naturais.

De acordo com o PDE 2020 (EPE, 2011), a participação de fontes com disponibilidade sazonal de geração elétrica aumentará nos próximos anos, conforme exhibe a Figura 1.3.

Figura 1.3 - Evolução da Capacidade Instalada por fonte de geração (GW e %).

Fonte: EPE, 2011.

Verifica-se que a participação de fontes de geração como Pequenas Centrais Hidrelétricas, Eólicas e Biomassa, fontes cuja disponibilidade elétrica seja sazonal, dobrará entre os anos de 2010 e 2020. Além disso, mesmo no conjunto das hidroelétricas, que apresentará uma expansão de cerca de 40% ao longo da mesma década, observa-se, uma participação crescente de usinas ditas a fio d'água e, portanto, sujeitas igualmente a grandes flutuações de geração (vide item 2.6 para um detalhamento das características do sistema elétrico brasileiro e sua natureza hidrotérmica). Dessa forma, haverá principalmente aumentos da flutuação da geração termelétrica. O seu caráter flexível tornará crescentemente indispensável para acomodar os momentos em que existirão hidrológicas favoráveis, baixos regimes eólicos e/ou indisponibilidades de biomassa, por exemplo, no Nordeste.

Como forma de reduzir os riscos de eventuais desajustes entre a demanda e a oferta de gás natural, a Petrobras construiu dois terminais de liquefação de GNL, conforme relatou SAUER (2006). Além disso, a petroleira criou modalidades mais flexíveis de contratação do gás natural conforme será abordado no Capítulo 5 da dissertação.

Ao longo dos próximos capítulos que constituem a dissertação, sustenta-se que essas estratégias de flexibilização do mercado de gás natural, buscando-se maior harmonia com as dinâmicas do setor elétrico brasileiro, apesar de essenciais, têm alcances limitados. Defende-se, portanto, aprimoramentos de ordem econômica, institucional e de política pública, que

possam complementar as modalidades de flexibilização adotadas. A dissertação enfatiza as estratégias que podem ser desenvolvidas a partir da complementariedade entre os consumos termelétrico e industrial de gás natural.

De acordo com o PDE 2020 (EPE, 2011), o setor industrial possui atividades são bastante diversificadas, tanto em processos como em produtos. Apresenta uma matriz energética com diversos insumos, conforme retrata a Figura 1.4. Verifica-se que, em 2010, o consumo de energia da indústria adotou sete energéticos principais distintos. Ademais, dada a relevante concentração de indústrias de base no Brasil, o consumo de energéticos concentra-se em aplicações para obtenção de energia térmica, conforme relatado em sua obra COSTA (2013). Este fato corrobora para a possibilidade de substituição temporária de alguns energéticos com vistas à absorção dos volumes ociosos de gás natural.

Figura 1.4 - Evolução da Estrutura do Consumo Energético no Setor Industrial.

Fonte: EPE, 2011b.

A dissertação explora as possibilidades de complementariedade entre os setores termelétrico e industrial, tomando-se como estudos de caso as indústrias de Cimento, Ferro Gusa e Aço, Química, Ferro-Ligas, Mineração e Pelotização, Não-Ferrosos e outros da Metalurgia, Têxtil, Alimentos e Bebidas, Papel e Celulose e Cerâmica. No Capítulo 6, são analisadas as oportunidades e barreiras para o aprimoramento da complementariedade. Nessa discussão, consideram-se as temáticas relativas à precificação do gás natural (a qual será tratada com rigor no Capítulo 4), bem como algumas experiências internacionais, que têm lidado com

situações similares de elevadas sazonalidades em caso de gás natural (ver no Capítulo 5).

Em suma, conforme mostrado ao longo desta introdução, a dinâmica do Setor Elétrico Brasileiro está intimamente ligada ao regime hídrico, o qual, apesar de ter tipicidades sazonais, apresenta grandes variações ao longo dos anos. Além disso, os aspectos sazonais do setor tendem a aumentar com a entrada de novas fontes de geração elétrica com elevados padrões de intermitência. O parque termelétrico de gás natural tem crescido e aumentado a sua participação no atendimento da carga sistema, sobretudo como fonte complementar, apresentando grandes variações em despacho no decorrer dos anos. Paralelamente, verifica-se que a matriz energética do setor industrial brasileiro é bastante diversificada, tendo o gás natural um papel relevante em sua composição. Logo, a dissertação busca uma maior compreensão das diferenças entre os dois setores, em que o gás natural tem sua participação relevante, para propor apontamentos que permitam a construção de maior complementariedade energética entre ambos, visando maior harmonização e eficiência no uso de recursos naturais.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo avaliar e refletir as possibilidades de aprimoramento da complementariedade entre os consumos termelétrico industrial de gás natural.

Como objetivos específicos, a dissertação também apresenta:

- A evolução histórica que originou o cenário atual de interdependência e falta de integração entre os mercados de energia elétrica e gás natural.
- O detalhamento dos mecanismos de flexibilização empregados no Brasil e suas implicações.
- A avaliação da precificação do gás natural em condições normais, de escassez e de abundância do suprimento.
- A análise e caracterização de experiências internacionais de harmonização de sazonalidades do mercado de gás natural
- A caracterização da indústria brasileira e de seu potencial de flexibilização do consumo de energia.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em sete capítulos. Além desta introdução, o Capítulo 2 aborda com mais detalhes a evolução da interdependência entre a indústria do gás natural e o setor elétrico brasileiro. Destacam-se alguns grandes marcos como a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, o Programa Prioritário de Termelétricas, o Programa de Massificação do Uso do Gás Natural, os Leilões de Contratação de Energia e a natureza Hidrotérmica do Setor Elétrico e o Termo de Compromisso entre Petrobras e ANEEL.

No Capítulo 2, também se aprofunda a descrição da dependência existente entre o setor elétrico e o mercado de gás natural. Objetivando-se contextualizar o fato e explorar as variáveis que interconectaram os mercados. Faz-se uma breve descrição da evolução histórica do setor elétrico, finalizando-se o capítulo com ênfase à natureza hidrotérmica do sistema.

No Capítulo 3, são explorados e caracterizados os mecanismos já criados para o mercado brasileiro de gás natural, e que visam a sua flexibilização. Para tanto, tais mecanismos foram divididos de acordo com o seu impacto na oferta e demanda. O capítulo contextualiza historicamente os mecanismos adotados e aponta suas limitações enquanto instrumentos de gestão dos problemas sazonais existentes.

O capítulo 4 explora a precificação do gás natural e a oportunidade, fazendo uma contextualização dos mecanismos de precificação no mundo e, no Brasil, relacionando-os a situações de escassez e abundância de gás.

Os Capítulos 5 e 6 trazem paralelos com experiências internacionais e com a literatura acerca de como explorar a sazonalidade do consumo através de incentivos nos preços e outras ferramentas. Analisam-se três casos de países que reconheceram a sazonalidade de seus mercados, sendo dois de maneira proativa e dinâmica e outro de maneira paliativa e desestruturada. Além disso, é feita uma avaliação das potencialidades de alguns segmentos da indústria brasileira às vistas a flexibilização do consumo de energia.

Por fim, a dissertação conclui no Capítulo 7, o resumo as principais contribuições da pesquisa, as limitações dos resultados encontrados, algumas recomendações para aprofundamento das pesquisas.

2 EVOLUÇÃO DA INTERDEPÊNCIA ENTRE A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Até o final da década de 1990, o setor elétrico e o mercado de gás natural se desenvolviam de maneira independente no Brasil. O primeiro era baseado na geração hidrelétrica e se expandia através de empreendimentos desta natureza, dado o potencial hidráulico disponível era abundante. A Figura 2.1 ilustra a evolução da capacidade instalada por tipos de geração revelando a acentuada incorporação de termelétricas a partir de 1998.

Figura 2.1 – Evolução da Capacidade Instalada do Setor Elétrico.

Fonte: EPE, 2011.

O parque hidrelétrico manteve a sua expansão durante o período 1974/2010, ao passo que a fração composta pelas termelétricas expandiu com uma taxa média anual similar a partir do final da década de 90. Parte desta mudança de composição da capacidade instalada de geração elétrica deveu-se ao processo de evolução do setor elétrico brasileiro, através do início da contratação de energia para as distribuidoras através dos leilões e principalmente, pelos incentivos a construção de usinas através do Programa de Prioritização de Termelétricas (PPT) que serão detalhados neste capítulo.

2.1 A Evolução do Mercado de Gás Natural No Brasil

Historicamente, até a o final da década de 1990, o gás natural apresentou pequena participação na matriz energética nacional. Segundo EPE (2011), a evolução do gás natural na oferta interna de energia primária saltou de 3,1% em 1990, para 5,4%, em 2000, e atingiu, no ano de 2010, o valor de 10,3%. A Figura 2.2 exibe a evolução da matriz energética nacional.

Figura 2.2 - Evolução da Oferta Interna de Energia Matriz Energética Brasileira

Fonte: EPE (2011).

De acordo com Moutinho dos Santos et al (2002), em 1967 o governo brasileiro instituiu o chamado Plano Nacional do Gás Natural (PNGN), que previa uma série de ações para que se atingisse, em 2000, a participação do gás natural na matriz energética em 10%. No entanto, conforme os dados anteriormente apresentados, este só foi obtido 10 anos mais tarde.

Adicionalmente, os mesmos autores relatam que a criação do mercado de gás natural teve durante algum tempo uma forte influência da indústria de petróleo. Já a partir dos anos 1970, observava-se a produção de gás natural prioritariamente associado ao petróleo, sendo que o aproveitamento da estrutura produtiva visava à maximização da extração do petróleo e o gás era considerado um “subproduto indesejado”.

Ainda segundo MOUTINHO DOS SANTOS ET AL (2002), o modelo adotado no Brasil para expansão do mercado de gás natural, alterou-se no final da década de 1990, quando foi construída uma grande infraestrutura de importação de gás natural, o Gasoduto Bolívia-

Brasil (vide item 2.1), o qual criou condições mais firmes e robustas de fornecimento de gás e a necessidade de se desenvolver mercados competitivos.

2.2 O Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)

Considerado um dos marcos da indústria de gás natural no Brasil, a construção do GASBOL gerou uma mudança relevante na oferta deste energético. Anteriormente à sua construção, o mercado brasileiro de gás natural apresentava-se em mercados regionais isolados e com volumes bastante pequenos, da ordem de 300 milhões de metros cúbicos por dia, quando comparados com o incremento de oferta proporcionado pelo gasoduto. As características técnicas do GASBOL são apresentadas na Figura 2.3. Observa-se que o SBOA pode movimentar até aproximadamente 30 MM m³/dia.

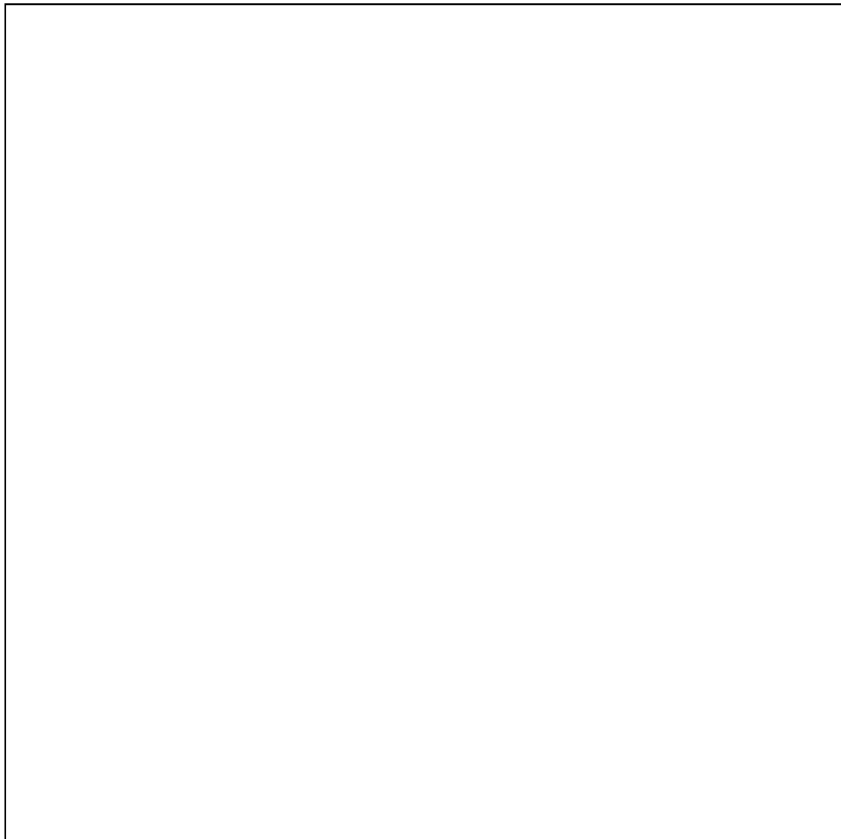


Figura 2.3 - Características Técnicas Gasoduto Bolívia-Brasil

Fonte: TBG, 2012.

As primeiras discussões sobre a integração gasífera Bolívia e Brasil ocorreram ainda na década de 1930, quando se vislumbrava a necessidade de aproveitamento das reservas de gás natural da Região do Chaco, em território Boliviano. Após décadas de negociação entre os

governos brasileiro e boliviano, assinou-se, em 1991, um protocolo de entendimentos para a compra e venda do gás natural. Isso estava de acordo com as metas do PNGN de incrementar a participação do gás natural na matriz energética ao longo da década de 1990.

FILHO (2002) relata que foram criadas duas companhias independentes, uma para o lado brasileiro – Transportadora Brasileira Gasodutos do Brasil (TBG) – e outra para o lado boliviano – Companhia Boliviana de Transporte (GTB) para operar o projeto. Do lado brasileiro, a Petrobras, através de sua subsidiária Gaspetro, tornou-se a controladora, ao passo que a empresa boliviana tornou-se comandada pelas Fides. Em função dos riscos de mercado envolvidos no projeto, coube à Petrobras assumir o controle da construção do empreendimento e do financiamento do mesmo. Com a companhia brasileira garantiu o uso prioritário do gasoduto assumindo a função de carregador³ exclusivo, com garantia de transporte mínimo de gás natural através de cláusula contratual de ship-or-pay⁴; e firmou com os bolivianos contrato de importação de gás natural por 20 anos, com a garantia de consumo mínimo de gás natural através de cláusula contratual de take-or-pay⁵.

Em 2000, o gasoduto entrou em operação e as condições de operação do GASBOL garantiram a capacidade de importação de até 30 MM m³/dia. Criou-se um quadro de abundância deste energético tornando clara a necessidade de uma ação governamental para fomento da utilização do gás natural no país, sobretudo em função da existência de volumes mínimos a serem consumidos.

A complexidade do arranjo contratual que viabilizou a construção do GASBOL ultrapassa o escopo dessa dissertação e pode ser pesquisado em FILHO DOS SANTOS et al (2002). Nessa mesma obra, os autores sustentam que as cláusulas ToP e SoP dos contratos relacionados ao GASBOL impuseram o ritmo e as condições de desenvolvimento de mercados. Inicialmente, previa-se dedicar uma parte do gás a ser importado para projetos de geração elétrica. Contudo, as condições de oferta de gás revelaram-se em desacordo com a tradição operacional do sistema elétrico brasileiro. Nessa tradição, o sistema hidrotérmico procura minimizar os custos de geração privilegiando, sempre que possível, os

³ Carregador é o agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasodutos de transporte. No Brasil, esse direito é obtido mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

⁴ Ship-or-Payé a cláusula incluída nos contratos de transporte de gás natural, segundo a qual o consumidor final ou a concessionária, para quem está sendo feito o transporte, é obrigado a pagar pelo transporte mesmo no caso de o gás não ser transportado.

⁵ Take-or-Payé uma cláusula contratual que obriga o comprador a pagar por certo volume mínimo de gás mesmo sem tê-lo consumido, visando garantir o retorno sobre o investimento na produção do gás.

despachos hidráulicos em detrimento aos despachos elétricos. Estes adquirem função puramente complementar.

Como resultado, as termelétricas a gás não se realizaram e a indústria de gás voltou-se ao desenvolvimento de novos mercados, principalmente no setor industrial, através da conversão de equipamentos e substituição de processos, os quais, anteriormente, utilizavam outros combustíveis (particularmente o GLP, óleo diesel e gás combustível). Esforços bem menos ousados também procuraram a substituição de processos industriais eletrotérmicos, conforme relata COSTA (2013).

2.3 O Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT

Contudo, os desafios de se desenvolverem mercados compatíveis com as novas condições de oferta proporcionadas pelo GASBOL não se bem mais complexos do que o esperado (Figura 2.4).

Figura 2.4 - Volumes Realizados versus Capacidade do GASBOL (2000-2008).

Fonte: ANP, 2008.

Por outro lado, desde 1998, o Brasil convivia com condições cada vez mais críticas de restrições de oferta de energia elétrica. Esse cenário atingiu o clímax com o racionamento elétrico de 2001/2002. Alterou-se, portanto, novamente o processo de formação do mercado

Não cabe a esta dissertação detalhar exaustivamente as condições que conduziram ao chamado “apagão 2001/2002”. Algo mais será abordado no decorrer deste Capítulo. Porém, o tema foi discutido por muito autores (GOLDENBERG et al, 2003; SAUERBRUNN, RAMOS et al. 2012).

de gás brasileiro, retornando à concepção original do GASBOL. Vislumbrou-se o consumo termelétrico como mercado âncora para os volumes excedentes de gás natural que deveriam ser importados da Bolívia. Porém, antes, os vários impedimentos que inibiam a construção de termelétricas a gás precisavam ser eliminados através de políticas públicas atuantes e que se materializaram em um novo marco histórico, o Programa Prioritário de Termelétricidade, PPT, do governo federal.

O PPT foi instituído em fevereiro de 2000, por meio do Decreto 3.371/2000 e regulamentações posteriores. O Programa objetivava o aumento da capacidade termelétrica instalada no país, principalmente a gás natural, através da aplicação de diversos incentivos, dentre os quais: (i) garantia do suprimento de gás natural por até 20 anos; (ii) garantia de aplicação de um valor normativo para a distribuição de energia elétrica repassar os custos adicionais da termelétricidade para as tarifas por 20 anos; (iii) garantia de acesso a recursos financeiros do BNDES; e (iv) preço único do gás natural em todo o país.

Os critérios para concessão dessas prerrogativas estão na Resolução GCE 23/2001, a qual definiu que cada empreendimento do PPT deveria ser autorizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), possuir licença ambiental, possuir contratos firmados para a realização da empreitada e para a compra das usinas geradoras. A concessão das prerrogativas do PPT foi realizada através de várias resoluções, que listaram os empreendimentos que atenderam às condições estabelecidas na Resolução GCE 23/01.

Os projetos contemplados com as prerrogativas e que já estão em operação representam 50% da capacidade inicialmente prevista no programa e estão listados na Tabela 2.1. Adicionalmente, também foi incluída no programa a UTE Euzébio Rocha (ex. UTE Cubatão) com uma capacidade de 250 MW e um consumo de gás de 1,2 milhões de m³/dia, cuja entrada em operação se deu após o cronograma. Nem todos os projetos voltavam-se a utilizar excedentes de gás boliviano, pois se localizavam em regiões sem acesso ao GASBOL. Em grandes números, considerando apenas termelétricas com capacidade de utilizar gás natural importado da Bolívia, a Tabela 2.1 mostra que o consumo adicional de gás totalizaria 41,43 MM m³/dia, ou seja, cerca de 80% volume total de gás natural comercializado no país em 2005.

USINAS EM OPERAÇÃO	UF	Consumo Específico	Gás (MM m³/dia)
William Arjona (ex. Modular de Campo Grande)	MS	7,30	1,35
Luiz Carlos Prestes (ex. Três Lagoas)	MS	7,46	1,92
Rômulo Almeida (Fafen)	BA	6,24	0,82
Celso Furtado (ex.Termobahia)	BA	7,40	1,38
Camaçari ^C	BA	7,77	2,43
Termo Ceará (Carlos Jereissati)	CE	6,56	1,43
Fortaleza	CE	4,78	1,49
Termopernambuco	PE	4,35	2,09
Jesus Soares Pereira (ex. Vale do Açu)	RN	6,43	2,20
Termonorte ^A	RO	4,50	1,73
Araucária	PR	4,57	2,20
Sepé Tiaraju (ex. Canoas)	RS	6,56	1,09
Juiz de Fora	MG	5,98	0,51
Aureliano Chaves (ex. Ibirité)	MG	4,38	1,10
Campos (Roberto Silveira)	RJ	5,00	0,14
Barbosa Lima Sobrinho (ex. Eletrobolt)	RJ	5,85	2,00
Santa Cruz ^B	RJ	5,37	0,80
Norte Fluminense	RJ	4,35	3,40
Mário Lago (ex. Macaé Merchant)	RJ	5,85	5,28
Governador Leonel Brizola (ex. Termorio)	RJ	4,89	5,28
Fernando Gasparian (ex. Nova Piratininga)	SP	5,02	2,80
Total			41,43
Uruguaiana ^D	RS	4,37	2,40

Onde: (A) O consumo específico da Termonorte fo estimado com base nos dados das demais UTEs; (B) Dos 766 MW instalados na UTE Santa Cruz apenas 166 MW operam com GN (turbo gerador em ciclo aberto); (C) Conforme estabelecido no Art. 7º. da Resolução CGE 47/2001, a UTE Camaçari poderia operar suas unidades com duplo combustível, gás natural ou diesel, sendo previsto gás interruptível para esta usina; (D) O volume da UTE Uruguaiana não foi incluído no volume total por esta usina não possuir garantia de gás do PPT, conforme Portaria MME 52/2004 que a incluiu no programa. A razão para tal é que a usina já possuía contrato firme de longo prazo de compra de gás, importado da Argentina, quando foi incluída no programa.

Tabela 2.1 - Lista de usinas do PPT.

Fonte: Resoluções GCE; Banco de Informações de Geração ANEEL; ONS.

A percepção de proximidade da ocorrência de um racionamento de eletricidade em 2001 impulsionou o desenvolvimento do PPT. Dentre os fatores que resultaram no racionamento, o desencadeador final foi um problema hidrológico no verão daquele ano. A Figura 2.5 demonstra que, desde 1998, registraram-se dificuldades de recomposição do nível dos reservatórios hidráulicos, em decorrência da geração intensiva das hidroelétricas, o que aumentou os riscos de déficit do sistema. Este problema estimulou as tentativas de redução da dependência da geração elétrica das fontes hídricas e favoreceu o desenvolvimento do PPT.

Como pode ser observado na Figura 2.5, o PPT não foi a política pública adotada na época. Também foram implantados, mas em menor escala, programas: Termelétrico Emergencial e o Termelétrico Complementar. PINHO (2004) relata que os dois programas

foram criados pelo MME para que Petrobras e Eleisa antecipassem a entrada em operação de, pelo menos, 1.500 MW de projetos termelétricos, em vista o diagnóstico do governo quanto a um desequilíbrio estrutural no balanço de energia elétrica em 2001.

Figura 2.5 - Evolução do nível dos reservatórios hidrelétricos e eventos das Termelétricas.

Apesar de todos os incentivos e da percepção crescente de um eventual racionamento de energia elétrica, muitos projetos do PPT não se realizaram (vide Tabela 2.2). O principal motivo foi a dificuldade dos investidores em assinarem as distribuidoras de energia elétrica, contratos de longo prazo de venda de energia, devido que após o racionamento de 2001, o sistema apresentou um excesso de oferta de eletricidade (com a retomada das chuvas no verão de 2002, entrada de novas usinas e aumento da demanda).

Outros motivos foram: (i) a redução dos preços no mercado de curto prazo de energia elétrica, que já não justificavam a implantação de termelétricas mais flexíveis do tipo merchant; (ii) o despacho termelétrico minimizado, ficando o consumo de gás neste segmento bastante reduzido; e (iii) a má desvalorização do Real, que tornou a contratação de energia termelétrica muito cara já que sua matriz de custos é, ao contrário da Usina hidráulica ou a biomassa, dolarizada.

!				"#\$	
% &		'()	% &	#\$	* & +
, -	,	'(,	!	\$. * &
	/'	'(00 * &
% &	('(% & 1	\$2	* & +
! +	/3	(4	"	* &
,	/3	()%(,	2	
5 &6	,	(%	"	.
/ 5	,	(% 7 / 5	\$2	* &
, -	,	(8! +	#9"	
&	,	(8! +	9.2	
::	,	(: &		

Tabela 2.2 – Lista de projetos do PPT que não foram desenvolvidos.

Fonte: Resoluções CGE e ANEEL.

Apesar de todos os incentivos e a retomada do crescimento do consumo de eletricidade, que permitiu reduzir os excessos de oferta no mercado elétrico ao longo dos quatro anos que se seguiram ao apagão de 2001, o PPT não foi capaz de superar as dificuldades estruturais que afastam a indústria incipiente do gás natural do sistema elétrico brasileiro governado por fontes hidráulicas intermitentes.

A lógica de construção e operação do sistema elétrico, a qual é analisada com mais vigor adiante neste Capítulo, não foi alterada com o advento da política energética nacional e os diversos apoios recebidos de representantes empresariais da sociedade (vide, por exemplo, REGO, 2012; SCANDIFFIO, 2005; SANTOS, 2010) reforça o desenvolvimento privilegiado de fontes renováveis de energia nacional de energia elétrica (com foco principal em hidrelétricas, mas igualmente crescentes participações de outras fontes como eólica, biomassa e mesmo solar; como elemento comum essas fontes caracterizam-se por diferentes níveis de intermitência, requerendo fontes complementares, quase sempre de fontes térmicas).

As contradições surgidas na interdependência do sistema elétrico e o mercado de gás natural após a implementação do PPT são descritas a seguir. Entretanto, com já sugerido na introdução desta dissertação e detalhado posteriormente neste Capítulo, a partir de 2007, quando foi assinado o Termo de Compromisso entre a Petrobras e a ANEEL, que estabelece as condições de suprimento garantido de gás para as hidrelétricas, essas contradições solidificaram-se e fizeram nascer um mercado de gás com características muito específicas, que exigem soluções próprias, como aquelas exploradas neste trabalho.

A partir de 2002, como resultado do processo de implementação do PPT e do novo equilíbrio entre oferta e demanda no mercado elétrico nacional, surgiu um excedente ocioso de gás natural estimado em cerca de 12 MM m³/dia, consistindo apenas a diferença entre o ToP do contrato de importação da Bolívia e o volume importado em 2002. Tal excedente levou ao lançamento do plano de Massificação do Uso do Gás Natural.

2.4 O Plano de Massificação do Uso do gás natural

Lançado ao final de 2003, o Plano de Massificação do Uso do Gás Natural foi um programa desenvolvido pela diretoria de Gás e Energia do Procel e que visava ampliar a participação do gás natural na matriz energética brasileira. Segundo SAUER (2003), o contexto da época era marcado por mudanças em curso no modelo do setor elétrico brasileiro que geraram excedentes na oferta de gás natural, conforme também abordado no item 2.3. Além disso, segundo a mesma fonte, reservas de gás natural não haviam sido recentemente incorporadas o que demandava a sua monetização. Outro fato que corroborava a redução da dependência externa por insumos energéticos consequentemente para o Plano, era a condição que o país tinha de importar unidades de GLP e diesel.

O plano era sustentado por cinco pilares apresentados esquematicamente na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Plano Massificação do Consumo de Gás Natural no Brasil – Pilares.

Fonte: SAUER, 2003.

No que tange o desenvolvimento da capilaridade da infraestrutura de suporte, o Plano apresentava uma série de projetos de gasodutos a serem construídos. Para tanto, previa-se a utilização de grandes consumidores âncoras para expansão da rede. A Figura 2.7, exibe a evolução da malha de gasodutos de transporte no Brasil. Nota-se que, nos anos subsequentes ao lançamento do Plano, houve uma expansão considerável da extensão da malha brasileira de gasodutos de transporte.

Figura 2.7 - Evolução da Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil

Fonte: ANP, 2013

Ainda em relação à ampliação do alcance do gás natural matriz energética, pode-se fazer referência à criação, em 2004, da GasLog (joint-venture da Petrobras e a White Martins) que visava a interiorização do gás natural através do transporte a granel deste insumo na forma liquefeita. Esta solução tecnológica jamais foi levada em escalas relevantes e pode ser descartada nas discussões que se seguem.

Paralelamente, o custo competitivo, um vetor relevante para atrair consumidores, foi impulsionado pelo congelamento dos preços do gás natural no Brasil entre os anos de 2003 até 2005, que aumentou a competitividade do gás natural frente aos combustíveis substitutos. A Figura 2.8 ilustra tal comportamento, ao observar-se que no período de congelamento dos preços do gás natural, os preços do combustível apresentaram variação que aumentou a competitividade do gás natural, principalmente a partir de 2004.

Figura 2.8 - Histórico dos Preços do Gás Natural (por origem)

Fonte: Petrobras e Elaboração Própria.

Assim, o Plano de Massificação, criou um ambiente para a difusão e rápido crescimento do consumo de gás natural (Figura 2.9). Quantitativa, o consumo de gás natural partiu do patamar de 25 MM m³/dia em 2002 para o nível de 110 MM m³/dia.

Figura 2.9 - Acompanhamento do Volume Mensal de Gás Natural

Fonte: SAUER (2006).

Todavia, grande parte da demanda construída no período industrial, de natureza firme, fato este que no momento em que se teve um regime de afluência desfavorável, exibiu a interdependência existente no mercado termelétrico industrial de gás natural.

2.5 Os Leilões de contratação de Energia Nova

Dentro do período em que se destaca o significativo crescimento da participação de usinas termelétricas a gás natural no parque gerador brasileiro, além da “abundância” de gás natural trazida pela construção do GASBOL e pelos incentivos PPT, verifica-se que o mecanismo de contratação de usinas, para atendimento da demanda de energia elétrica das distribuidoras, foi fator relevante no quadro descrito.

Segundo (REGO, 2012), objetivando a garantia de liquidez no processo de compra e focando na modicidade tarifária no ambiente regulado (ACR), a ANEEL regula os leilões de contratação de energia para as distribuidoras. Ademais, (CUBEROS, 2008) relata que a orientação dos certames é feita pelo MME, que em lotes simultâneos aos empreendimentos hidrelétricos. Ainda segundo o autor, a sistemática dos leilões prevê que o vencedor é o proponente que oferece o menor preço por venda, já tendo como valor inicial um preço teto estabelecido pela EPE.

REGO (2012) ainda descreve que a promoção dos certames busca assegurar o suprimento de energia em um determinado ano – ano “A”. Dessa forma, os leilões realizados para compra de energia a ser gerada, ou seja, proveniente de empreendimentos, são nomeados por A-3 (“A menos 3”) com entrega em três anos e A-5 (“A menos 5”) que tem como horizonte cinco anos. Tais certames, além de terem a nomenclatura baseada no horizonte de entrega, também a denominação de leilões de energia nova.

Da maneira como foi constituído, tanto as orientações de preço-teto como de horizonte de início de entrega de energia, tendem a limitar os empreendimentos ofertantes. (CUBEROS, 2008) ressalta que, no caso dos leilões de energia A-3, o predomínio de empreendimentos é de natureza termelétrica, já que o prazo para entrega da energia (três anos)

No item 2.7 é feita uma análise detalhada de como que a afluência foi desfavorável e suas implicações para os mercados de energia elétrica e gás natural.

é incompatível com empreendimentos hidrelétricos⁸ que requerem mais tempo do que os empreendimentos termelétricos. Além disso, em função da predominância de empreendimentos termelétricos⁸ a tendência é que os preços sejam mais elevados do que em leilões A-5, os quais tem grande participação de hidrelétricas.

Em sua obra, REGO (2012) analisou os certames⁸ entre 2004 e 2011 (Figura 2.10). Os resultados obtidos sugeriram que desde a implantação de tal mecanismo, houve intensa contratação de termelétricas movidas a gás natural, combustível e diesel.

Figura 2.10 - Contratação nos leilões tradicionais ACR – 2004/11

Fonte: REGO, 2012.

Dessa forma, a implantação do mecanismo de compra de energia através dos leilões acentuou a problemática criada pelo PPT, já que reduziu mais fontes intermitentes na matriz elétrica do Brasil. Além disso, noodus operando SEB também incluiu um fator ainda mais prejudicial para a harmonização dos preços de gás natural e de energia elétrica, conforme será discutido no próximo item.

⁸ Obtenção de licenças ambientais, distância do centro de consumo, necessidade de construção de linhas de transmissão, barreiros etc.

2.6 A Natureza Hidrotérmica do Sistema Elétrico Brasileiro

Segundo MME (2013), o sistema elétrico brasileiro é de grande porte e majoritariamente composto por hidrelétricas. Ademais, a fonte renovável, já o parque termelétrico nacional tem sua natureza complementar, objetivando a confiabilidade do sistema em períodos onde o regime hidrológico é desfavorável. Tal ocasião é evidenciada durante a restrição no fornecimento de energia elétrica em 2001 e episódios posteriores como o início de 2004, final de 2007 e início de 2008.

A natureza hidrotérmica do sistema advém da gestão otimizada, com base no mérito econômico, do portfólio de geração. Desta tarefa incumbiu-se o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que além ajustar a operação do parque gerador, também administra o sistema transmissor de energia elétrica. Cabe ao ONS atender a carga do sistema com o menor custo de geração e maior confiabilidade no transporte da energia elétrica. Logo, dado que o parque hidrelétrico brasileiro encontra-se disperso por diversas bacias hidrográficas, cujos regimes hidrológicos são distintos, faz-se necessária a operação com fontes complementares. Com isso, utilizam-se usinas térmicas cuja geração ou despacho atendem a critérios econômicos e técnicos. O principal consiste na orientação econômica dada pela evolução do Custo Marginal de Operação do Sistema Elétrico ou CMO e o custo variável unitário de cada usina de geração. Já outro critério tem como vetor a necessidade de atendimento de carga em um sub-sistema regional em função de restrições elétricas tanto na geração como na transmissão.

⁹ De acordo com a definição presente no Glossário de termos técnicos do ONS, o CMO é o custo por unidade de energia produzida no qual se incorre para atender a um acréscimo de carga no sistema.

Figura 2.11 - Os Mercados de Gás Natural e Elétrica

Fonte: Petrobras, 2006.

Considerando-se apenas o foco na otimização elétrica operação do SEB garante o fornecimento ao mínimo custo da energia elétrica produzida, segundo os parâmetros de declaração do CMO. No entanto, quando se observa o contexto mais amplo, (Figura 2.11), extrapolando os limites do SEB e integrando o mercado de gás natural, verifica-se que globalmente não se atinge a condição de mínimo global de energia. Além disso, no que tange à disponibilidade de geração – capacidade termelétrica estar apta a gerar energia elétrica – verificou-se que nos anos de 2000 e 2006 houve eventos que limitaram tal condição. Essa situação culminou com a assinatura do Termo de Compromisso entre Petrobras e ANEEL, que será detalhado no próximo capítulo.

2.7 O Termo de Compromisso entre Petrobras e ANEEL

Com a entrada em operação do GASBOL e a implantação do PPT, a participação de termelétricas a gás natural no parque gerador brasileiro incrementou significativamente, conforme discutido nos itens anteriores deste capítulo. Essa condição trazia aos agentes a percepção de que o sistema elétrico brasileiro teria mais robustez em períodos de afluência desfavorável a geração hidrelétrica.

Por outro lado, de acordo com a abordagem desta UC, a inserção deste parque temogenerador a gás natural ocorreu sem a devida harmonização com a indústria do gás.

Logo, bastava um ano em que o regime de chuvas fosse aquém do necessário para que tal sistema fosse posto a prova. Essa situação foi criada no final de 2003, quando, segundo relata ANEEL (2004), houve condições hidrológicas desfavoráveis na região Nordeste, resultando em baixos níveis de reservatórios e necessidade de geração complementar através das térmicas da Região. No entanto, não se verificou o pleno atendimento do despacho por parte das termelétricas do PPT, instaladas na região Nordeste. Este fato motivou a convocação de um teste simultâneo destas usinas para efetiva comprovação de sua disponibilidade. Ainda segundo a ANEEL (2004), resultados deste teste, realizado entre os dias 17/01/2004 e 23/01/2004, demonstraram que a geração observada das usinas do PPT instaladas na região NE foi inferior às potências declaradas nas autorizações para a entrada comercial destes empreendimentos. Com isso, a ANEEL, através da Resolução Normativa Nº 40/2004, estabeleceu novos critérios para definição da disponibilidade das usinas do PPT na região NE como a previsão de penalidades para casos de descumprimento.

Posteriormente, nos meses de agosto e setembro de 2006, em razão das condições hidrológicas adversas, foi determinado o acionamento quase totalidade das usinas termelétricas a gás natural localizadas nas regiões Sudeste. No entanto, conforme consta na Nota Técnica 031/2006-SRG/ANEEL, “verificou-se que na prática nenhuma usina conseguiu produzir o montante de energia programado pelo ONS no Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO, devido à falta de combustível, no caso, gás natural”.

Segundo relata CECCHI (2007), este novo evento iniciou com um novo teste de geração, agora voltado para as usinas do PPT na região Sudeste, cujos resultados se encontram na Figura 2.12. A partir da análise da figura, verifica-se que do total de 4.846 MW que deveriam ter sido gerados, apenas 2.075 MW (42,8%) foram verificados, sendo que a principal razão apontada foi a falta ou indisponibilidade de gás.

Figura 2.12 - Resultados do Teste de Operação Simultânea das Termelétricas do PPT nas Regiões SE, SO e Sudeste.
Fonte: ONS apud CECCHI (2007).

Com isso, em Maio de 2007, a ANEEL e Petrobras firmam um Termo de Compromisso (TC) que estabeleceu um programa de recuperação da capacidade de geração simultânea das usinas termelétricas, cujos principais pontos foram:

- A Petrobras obrigou-se junto à ANEEL a fornecer as quantidades de gás natural para cada usina termelétrica;
- Foi definida, semestralmente, para os anos de 2007 a 2011, a disponibilidade de cada usina correspondente às mencionadas quantidades de gás, que o ONS passaria a considerar para o atendimento à demanda;
- Foram estabelecidas multas severas para a Petrobras em caso de descumprimento do TC.

Dessa forma, coube à indústria de gás natural se adequar a essa realidade, criando mecanismos de flexibilidade e buscando mitigar custos. No próximo Capítulo, serão discutidos tais mecanismos, bem como, a eficácia de um deles.

3 FLEXIBILIZAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NATURAL

A natureza hidrotérmica do sistema elétrico brasileiro a interdependência crescente entre os mercados de energia elétrica e de gás natural torna necessário a criação de ferramentas para minimizar os impactos das diferenças existentes entre os dois mercados. Alguns dispositivos foram criados para a flexibilização tanto da oferta quanto na demanda de gás natural. Neste capítulo apresenta-se a descrição e a análise de dispositivos. O objetivo é melhor caracterizar o quadro de convergência (ou divergência) dos setores de eletricidade e gás natural no Brasil. Apesar dos grandes esforços realizados principalmente pela Petrobras, conclui-se o capítulo sugerindo-se que os dispositivos já materializados ainda são insuficientes para garantir um casamento adequado dos dois setores. Em particular, o mercado emergente de gás natural ainda sofre com diferenças existentes, inibindo sua maturação dentro de ambientes de negócios mais estáveis. Dentro do atual quadro a indústria do gás revela-se refém de iniciativas locais, dependendo, quase exclusivamente das ações da Petrobras. Tal afirmação é contida nas abordagens do Capítulo 2, principalmente, no que tange ao PPT e ao Termo de Compromisso entre ANEEL e Petrobras.

3.1 Flexibilização da oferta com a importações de GNL

O gás natural liquefeito (GNL) é o gás natural em forma líquida, à pressão atmosférica, na temperatura de -162°C . Nesta condição o GNL apresenta um volume 600 vezes menor do que na forma gasosa em condições normais de temperatura e pressão. Isso torna o gás natural mais apropriado para transporte em longas distâncias, tornando-se igualmente a solução quase exclusiva para transporte ultramarino de gás. A cadeia de suprimento de GNL é constituída por navios chamados de metaneiros que transportam o gás na forma liquefeita de um terminal onde ocorre a liquefação até outro é onde feita a gaseificação do mesmo (vide ilustração na Figura 3.1).

Figura 3.1 - Cadeia de Suprimento do GNL

Fonte: Petrobras, 2007.

MOUTINHO DOS SANTOS et al (2002), citando vários autores, resumem a evolução histórica da indústria global de GNL. Os autores demonstram que se trata, tradicionalmente, de uma indústria capital intensiva, regida por custos de longo prazo e pouco afeita a grandes flexibilidades.

No entanto, ao longo da segunda metade da década de 2000 e primeira metade da década de 2010, vários autores (RACHELO, 2005; DEMORI, 2006) apontaram importantes mudanças estruturais na indústria global de GNL, surgindo possibilidades de suprimentos flexíveis.

Essa evolução garantiu o acesso ao GNL em países sem infraestrutura para recepção do insumo energético e em condições que permitem flexibilização da oferta de gás natural. Esta solução revelou-se adequada, sobretudo em países onde existe grande sazonalidade no consumo de gás natural, em função principalmente de fatores climáticos que induzem maior (ou menor) uso do gás natural. A Figura 3.2 mostra a evolução do mercado mundial de GNL. Nota-se que, nos últimos 21 anos, o número de países exportadores passou de cinco, em 1980, para 25 em 2011. No mesmo período, o número de importadores passou de seis para 18. O volume anual de GNL comercializado passou de 25 Mt para cerca de 240 MT, isto é, uma expansão de 860%, ou seja, muito maior do que as mudanças, no mesmo período, do consumo mundial de energia (60%) e de gás natural (76%).

Figura 3.2 – Volume de GNL negociado, 1980 – 2011

Fonte: IGU, 2011.

Além disso, a Figura 3.3 mostra o intenso aumento na implantação de terminais de regaseificação no mercado mundial de GNL, sobretudo nos EUA durante o período de 2004 até 2011.

Figura 3.3 – Entrada em Operação de Terminais de Recibo de GNL , 1980-2017

Fonte: IGU, 2013.

Em 2004, observando as evoluções do mercado global de GNL, e verificando que tais modificações poderiam ser favoráveis ao Brasil, com o consumo termelétrico de gás natural já se mostrando sazonal, um grupo multidisciplinar da Petrobras, iniciou estudos voltados para a utilização de navios regaseificadores em instalações off-shore. Em 2007, foram incluídos dois projetos de recepção de GNL no Plano de Negócios da Companhia, um terminal em Pecém no Ceará e outro na Baía da Guanabara no Rio de Janeiro (PLANO DE NEGÓCIOS PETROBRAS 2007-2011).

O terminal localizado em Pecém tem a capacidade de 7 MM m³/dia e consiste em um navio regaseificador atracado a um píer a cerca de 2 km do litoral (Figura 3.4). Seu início de operação ocorreu em janeiro 2009, para o atendimento ao consumo termelétrico naquele estado, que conta com duas usinas termelétricas a gás, com consumo potencial de gás natural de cerca de 3,1 MM m³/dia.

¹⁰ Segundo dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicado pelo Ministério de Minas e Energia, estão em operação no Ceará a Termofortaleza com 347 MW instalados e consumo potencial de 1,7 MM m³/dia e a Termoceará com 242 MW e consumo potencial de 1,4 MM m³/dia. Estas termelétricas eram integrantes do PPT, conforme abordado no Capítulo 2, no entanto sua localização no litoral malha de gasodutos limitava a oferta e disponibilidade do gás natural atendê-las em uma situação plena.

Figura 3.4 - Vista área e desenho esquemático do Terminal GNL de Pecém-CE.

Fonte: PETROBRAS, 2007.

Também foi construído um terminal de regaseificação a capacidade de 14 MM m³/dia na Baía da Guanabara, no Rio de Janeiro (Figura 3.5). O conceito empregado neste terminal é semelhante ao utilizado no terminal do Ceará, onde a regaseificação ocorre em um navio atracado a um píer.

Figura 3.5 - Vista Área e Desenho Esquemático do Terminal de GNL da Baía da Guanabara.

Fonte: PETROBRAS, 2007a.

Observa-se que, no Rio de Janeiro, como fruto de uma grande concentração de termelétricas instaladas, as quais totalizam cerca de 430 MW, distribuídos em cinco usinas e com potencial de consumo de gás natural da ordem de 16 MM m³/dia (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 - Usinas Termelétricas em operação no Rio de Janeiro

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Consumo potencial de GN em condição de despacho pleno (MM m ³ /dia)
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	379	2,2
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	1.058	5,2
Santa Cruz	200	0,9
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	923	5,4
Norte Fluminense	869	4,1

Fonte: MME, 2012 e elaboração própria.

Paralelamente, há época de avaliação da instalação de terminais de GNL, visualizou-se uma relação sinérgica entre os preços do gás no mercado americano e sazonalidade dos níveis dos reservatórios (vide Figura 3.6). Na mesma linha, MDEI (2008) relata em sua obra que o regime hidrológico brasileiro apresenta complementariedade aos preços do mercado americano de gás natural. Dessa forma, a complementariedade hidrotérmica se soma ao mercado internacional de GNL. No entanto, conforme será item 4.2.3 na prática, a complementariedade dos mercados ficou comprometido em anos onde a afluência apresenta defasagem.

Figura 3.6 - Nível dos Reservatórios versus Nymex Henry Hub

Fonte: Petrobras, 2008.

No que tange à precificação, o item 4.2.3 desta edição abordará mais profundamente os fatores e mecanismos que influenciam os preços do GNL.

Além disso, a flexibilização trazida pela construção dos terminais de GNL tem suas limitações, pois as cargas que suprem o país advêm de diferentes pontos do mundo e possuem tempo estimado de viagem com destino ao Brasil até 18 dias¹². Para mitigar tal efeito, o MME, através da Portaria do MME de N° 258, alterou as condições para contratação e despacho de termelétricas cujo consumo de gás é lastreado pela importação via GNL. No referido documento, condiciona-se os despatches a sinalização com dois meses de antecedência.

Ainda que se tenham imprimido esforços na utilização do GNL como agente de flexibilidade no atendimento da demanda termelétrica, a abrangência e o tempo de reposta deste mecanismo demonstra que seu atendimento ao objetivo é parcial. Em razão disto, foram implantados outros mecanismos, sobretudo para atender a demanda não termelétrica, os quais serão abordados a seguir.

3.2 Flexibilização da Demanda com Novos Contratos de Venda e os Leilões de Curto Prazo

Atuando na outra ponta da cadeia de suprimento do gás natural, a Petrobras desenvolveu modalidades diferenciadas de contratação da venda de gás natural com vistas a aumentar a flexibilidade. Em um primeiro momento, foram criados quatro contratos flexíveis de venda de gás natural. Posteriormente, foram introduzidos leilões de curto prazo para venda de excedentes de gás natural. A seguir são apresentadas as definições extraídas da cartilha distribuída em 2007.

3.2.1 Novos Contratos de Venda de Gás Natural

FILHO (2003) relata em sua pesquisa que as cláusulas contratuais tem seu valor intrínseco tanto para o vendedor como para o comprador. Este diagnóstico fica mais latente no caso brasileiro, sobretudo pela evolução do parque termelétrico e por sua geração regida sobre um modus operandi desconectado à indústria de gás natural. Como alternativa de

¹² GENOVESE; TAHAN; BERNAL; UDAETA (2009).
PETROBRAS, 2007b.

harmonização, a Petrobras propôs um conjunto de contratos com flexibilidades em take or pay e delivery or pay conforme segue:

- **Firme Inflexível:** estabelece um compromisso de entrega com pagamento por quantidades mínimas contratadas por parte do cliente respectiva garantia de entrega por parte do fornecedor. Nesta modalidade o fornecedor a obrigação de entrega de toda a quantidade contratada e o consumidor apenas tem o ToP como mínimo obrigatório.
- **Firme Flexível:** por este contrato, o consumidor em combustíveis se dispõe a utilizar um combustível alternativo por determinado período de tempo. Dessa forma, o serviço energético do consumidor pode ser satisfeito a partir de outras fontes de energia. Trata-se de um contrato que oferece alternativas de suprimento compatíveis com as particularidades de cada cliente, respeitando as condições presentes na região. Com isso, a garantia do fornecedor de entrega do volume contratado (delivery or pay) fica flexibilizada pelo fornecimento de outro insumo energético, como por exemplo, o óleo combustível ou o GLP. Por outro lado, o consumidor mantém sua obrigação de honrar com seu compromisso de consumo (Take or Pay)
- **Interruptível:** neste modelo, o suprimento de gás natural pode ser interrompido apenas pelo fornecedor, de acordo com as condições acordadas previamente em contrato. A diferença entre este e o contrato Firme Flexível é que, na modalidade Interruptível, a responsabilidade pela substituição do combustível alternativo fica a cargo do cliente. O preço do gás natural para o consumidor interruptível poderá incorporar um desconto em relação ao preço que é praticado em um contrato padrão do tipo Firme Inflexível. Adicionalmente verifica-se que a obrigação de entrega mínima do gás contratado (delivery or pay) é reduzida, ao passo que, caso haja disponibilidade, o consumidor tem que honrar seu compromisso de take or pay.
- **Preferencial** nesta nova modalidade, o consumidor é que detém a prerrogativa de interromper o fornecimento. É interruptível apenas pelo cliente, estando o fornecedor obrigado a providenciar o suprimento de gás disponível quando demandado. O preço do gás neste contrato será composto por duas parcelas: uma referente ao custo associado à manutenção da capacidade e outra relativa à energia. Além disso, o

contrato detalhará a antecedência e as condições de entrega do gás. A expectativa da Petrobras é que o contrato Preferencial seja predominantemente destinado ao consumo termelétrico, com suprimento via GNL. No entanto, o compromisso de fornecimento, o supridor tem que atendê-lo na integralidade (delivery or pay de 100% da quantidade contratada), no entanto, o consumidor apresenta a flexibilidade de sinalizar seu consumo, mantendo seu compromisso de uma mínima (take or pay).

A Figura 3.7 exhibe, de maneira consolidada, a possibilidade de interrupção do fornecimento ou consumo de gás natural, bem como a existência de energia em cada uma das condições de contratação de gás natural propostas pela Petrobras em 2007.

Figura 3.7 - Quadro Resumo com as condições dos contratos criados pela Petrobras.

Fonte: Petrobras, 2007b.

Todavia, apesar dos conceitos inovadores e da tentativa de harmonização, as novas modalidades de contratos não atingiram plenamente os objetivos. Verifica-se que alguns consumidores que, há época celebraram contratos da natureza, como os flexíveis, que previam a substituição de gás natural por ar propano estão em processo de renegociação. Parte deste quadro deve-se a baixa frequência de utilização dos mecanismos de flexibilidade, nos anos se seguiram a 2007, os quais apresentaram um balanço de gás natural menos apertado. Adicionalmente, os benefícios propostos nos contratos interruptíveis também não criaram tanta atenção e resultaram na renegociação dos contratos com as distribuidoras.

3.2.2 Leilões de Curto Prazo para Venda de Excedentes de Gás Natural

Em Abril de 2009, a Petrobras ofereceu um novo modo de comercialização de gás natural, os leilões eletrônicos de curto prazo (CNI, 2010). Segundo a Petrobras, os certames visavam à realocação de volumes de gás natural ociosos para o mercado não termelétrico de gás natural.

O conceito da estrutura de contratação elaborado para os leilões pode ser dividido em duas fases:

- 1 Fase: (Abr/09 até Out/12): Os volumes contratados nos certames realizados era considerados, para efeito de abatimento no ToP na aplicação do custo diferenciado, a partir de um patamar mínimo de volume, denominado Volume de Referência (VR) que podia ser maior ou menor ao ToP. Escava refletir o consumo típico do contrato de longo prazo nos meses que sucediam aos certames. Os preços eram balizados por um piso pré-estabelecido pelo PEs.
- 2 Fase: (A partir de Out/12): Houve a reformulação sistemática, em função, do risco associado aos despachos termelétricos, conforme será detalhada adiante e buscou-se flexibilizar os prazos de contratação. Além disso, nesta nova fase houve a desvinculação entre os contratos de curto prazo e de longo prazo. Logo, foi extinguido o VR e o empilhamento da contratação dá a partir dos volumes de gás adquiridos nos leilões.

Para a análise da relação entre os leilões de gás e o despacho termelétrico, primeiramente foram feitos o levantamento e a classificação dos dados relativos aos eventos a serem investigados, tais como: volumes comercializados disponibilizados de gás natural nos leilões, deságio médio observado nos leilões, oferta de gás natural, e Custo Marginal de Operação do Sistema Elétrico (CMO). Na sequência, fez-se uso de ferramentas estatísticas, avaliam-se as relações existentes entre os volumes ofertados versus consumo termelétrico de GN juntamente com variáveis derivadas e os preços negociados frente ao custo marginal de operação.

Com relação às informações dos leilões (volumes realizados e disponibilizados e o deságio médio), estas foram levantadas a partir das divulgadas pela Petrobras à imprensa e reunidas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Informações acerca dos Leilões ocorridos

Data do Leilão	Período da Oferta	Volume Ofertado (MM m³/dia)	Volume Arrematado (MM m³/dia)	Deságio
24/04/2009	mai/09	9,7	3,59	37%
13/05/2009	jun/09	9,5	3,24	34%
13/05/2009	jul/09	7,2	4,28	31%
08/07/2009	ago/09	11,8	5,53	36%
08/07/2009	set/09	10,3	5,85	36%
22/09/2009	Out/09 - Mar/10	22,0	3,75	36%
16/03/2010	Abr/10 - Set/10	22,0	6,87	47%
28/09/2010	Out/10 – Mar/11		Leilão Cancelado	
24/11/2010	Dez/10 - Mar/11	15,0	9,18	49%
24/03/2011	Abr/11 - Jul/11	10,0	7,80	38%
25/07/2011	Ago/11 - Nov/11	12,5	8,10	51%

Fonte: Elaboração Própria.

A partir da análise preliminar dos dados, observa-se mudança nos períodos de oferta de cada leilão. Nas primeiras cinco oportunidades do certame os horizontes de contratação se estendiam pelo período de um mês. Todavia, em ocasiões a oferta de contratação passou para o horizonte semestral que também sofreu alterações e nas últimas três ocorrências se mantiveram com prazo quadrimestral.

Paralelamente, para subsidiar a análise integrada do sistema elétrico, faz-se necessário o levantamento dos dados relativos ao despacho termelétrico na época em que ocorreram os certames. Para tanto, elaborou-se um modelo simplificado de despacho termelétrico que se baseia no despacho por ordem de mérito, ou seja, são comparados os custos variáveis unitários (CVU's) de cada usina termelétrica com o Custo Marginal de Operação Médio (CMO) na data antecedente mais próxima a da realização do leilão. Nos casos em que CVU

CMO considera-se a térmica em despacho pleno, ~~isto é~~ na hipótese de $CVU > CMO$, adotou-se como “zero” o despacho. Ressalta-se ~~simplicidade~~ a simplicidade de tal modelo implica em não se considerar os despachos termelétricos ~~relativos~~ às restrições elétricas da rede e outros eventuais fora da ordem de mérito.

Ainda assim, com os despachos termelétricos ~~estipados~~ para cada leilão, necessita-se fazer a conversão do despacho de cada usina em consumo de gás natural. Tal conversão foi feita utilizando-se os consumos específicos presentes ~~MME~~ (2012). A Tabela 3.3 exhibe os consumos indicativos de gás natural, obtidos ~~através~~ do modelo simplificado de despacho termelétrico.

Tabela 3.3 – Estimativa de Consumo de Gás Natural ~~termelétrico~~ e Custo Marginal de Operação.

Data do Leilão	CMO (R\$/MWh)	Consumo GN Indicativo (Mil m ³ /dia)
24/04/2009	37,95	4.209
13/05/2009	35,42	2.313
13/05/2009	35,42	2.313
08/07/2009	46,99	4.209
08/07/2009	46,99	4.209
22/09/2009	1,33	0
16/03/2010	16,30	2.313
24/11/2010	82,72	8.657
24/03/2011	11,27	2.313
25/07/2011	19,38	2.313

Fonte: Elaboração Própria.

Já no que tange o balanço físico de gás natural ~~utilizouse~~ as informações presentes no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicado pelo MME, as quais foram reunidas na Tabela 3.4.

Em função da realização dos leilões ocorrer ~~anteriormente~~ o fechamento dos dados estatísticos de cada mês corrente, foram considerados os dados ~~referentes~~ a cada mês anterior a ocorrência do certame.

Tabela 3.4 – Dados relativos ao Balanço do Mercado de Gás Natural no Brasil.

Data do Leilão	Produção Nacional Líquida (Mil m ³ /dia)	Importação Bolívia (Mil m ³ /dia)	Importação GNL (Mil m ³ /dia)
24/04/2009	21.810	19.860	570
13/05/2009	20.410	20.980	110
13/05/2009	20.410	20.980	110
08/07/2009	20.170	27.290	1.190
08/07/2009	20.170	27.290	1.190
22/09/2009	21.120	22.140	940
16/03/2010	24.900	26.340	970
24/11/2010	29.850	28.390	16.830
24/03/2011	30.550	29.500	780
25/07/2011	34.820	29.580	950

Fonte: MME, 2012

3.2.2.1 Análise dos Volumes Ofertados

Para se quantificar a aderência existente entre os volumes ofertados e as variáveis elencadas, utilizou-se o método de regressão linear com múltiplas variáveis. Tal ferramenta estatística permite que sejam utilizados diversos inputs, os quais dão origem a uma equação que descreve a relação existente. Adicionalmente, para qualificar a referida equação calcularam-se os principais indicadores estatísticos. A Tabela 3.5 exibe os resultados obtidos.

Tabela 3.5 – Resultados da Análise dos Volumes Ofertados.

!"#!"	
\$!"#!" !% & !"	
## !"#!"	
(&)"#!+,)&	
- .	
)/#)&&'	0
)&1"	
!	0
	!" !"
23)#&)+'	
)& 4	
5# 64 -!64 \$	
7 4	
8-	
9	

Fonte: Elaboração Própria.

Nota-se que as variáveis apresentam boa aderência aos testes aceitáveis para o tamanho da amostra. Ademais, ressalta-se que a partir da leitura da Tabela 3.5 se pode, qualitativamente, verificar dependência entre o pagamento do CMO e dos volumes ofertados. Todavia, ressalta-se que as mudanças constantes nas ofertas tem influência sobre aderência das variáveis.

Figura 3.8 – Evolução dos Volumes de Gás Natural vendidos nos Leilões versus o Custo Marginal Operação

Fonte: Elaboração Própria.

3.2.2.2 Análise dos Preços Praticados versus CMO

Com intuito de se avaliar o comportamento dos negociados, investigou-se, estatisticamente, a relação entre os preços resultantes do leilão e o Custo Marginal de Operação Médio do sistema elétrico, na época em que ocorreram os certames. A Tabela 3.6 mostra os dados utilizados na referida análise.

Tabela 3.6 – Histórico dos Preços Médios Realizados nos Leilões e o Custo Marginal de Operação do Sis Elétrico.

Data do Leilão	Preço Médio (US\$/MMBTU)	CMO (R\$/MWh)
24/04/2009	3,92	37,95
13/05/2009	4,10	35,42
13/05/2009	4,29	35,42
08/07/2009	4,66	46,99
08/07/2009	4,63	46,99
22/09/2009	4,63	1,33
16/03/2010	5,05	16,30
24/11/2010	5,30	82,72
24/03/2011	6,65	11,27
25/07/2011	6,47	19,38

Com a posse dos dados, utilizou-se o método de regressão linear para verificação estatística da existência de aderência entre os comportamentos das variáveis. A Tabela 3.7 mostra a saída dos resultados da análise estatística.

Tabela 3.7 – Histórico dos Preços Médios Realizados nos Leilões e o Custo Marginal de Operação do Sis Elétrico

!"#!"
\$!"#!" !% & !"
!"#'
(&)*#!+,)&

A partir dos resultados apresentados, observa-se a aderência entre as duas séries é praticamente inexistente. Tal fato é comprovado empiricamente pelos valores da variável “R-Quadrado”, que é menor do que 0,01 e do “Erro Padrão amostra”.

3.2.2.3 O Leilão de Setembro de 2010

Ao final de Setembro de 2010, a Petrobras havia anunciado um novo certame cujo horizonte de contratação se estenderia do início de Outubro de 2010 até o final de Novembro do mesmo ano. Todavia, nas semanas que antecederam tabe observou-se valores do CMO acima da faixa dos 120,00 R\$/MWh o que implicou em elevado consumo de gás termelétrico. A Figura 3.9 exhibe os valores médios do CMO, bem como o consumo indicativo de gás nas usinas termelétricas.

Figura 3.9 – Evolução do Custo Marginal de Operação Consumo Termelétrico Indicativo de Gás Natural entre 28/08/2010 e 25/09/2010.

Fonte: Elaboração Própria.

Logo, diante deste cenário cuja tendência era de alto consumo termelétrico, a petroleira cancelou o leilão às vésperas de sua realização.

Tal fato corrobora para a tese de correlação existente entre a modalidade de contratação e o despacho termelétrico.

No entanto, ainda que alcance parcialmente seus objetivos propostos, os leilões de gás natural não trouxeram a sinalização plena através dos preços a harmonização dos mercados termelétrico e industrial de gás natural. Como já foi dito, destaca-se a irregularidade dos certames quanto à periodicidade e a metodologia, a existência de um agente intermediador entre o consumidor e o supridor, a distribuição não garante assimetria entre a proposta oferecida pelo supridor e a oferta contratada pelo consumidor. Por fim, cabe destacar que, o fato de ser um piso de preços fixo na partida de licitação, reduz o dinamismo e liquidez que se espera de um leilão para ajuste oferta.

Dessa forma, o próximo Capítulo buscará trazer uma proposta complementar de harmonização dos mercados através da precificação de gás natural de oportunidade.

4 A PRECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL DE OPORTUNIDADE

Conforme discutido nos Capítulos anteriores, o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil criou um ambiente de interdependência entre o mercado elétrico a gás natural e o mercado não-termelétrico. Para o primeiro, foram desenvolvidas diversas ferramentas de fomento, inclusive através de precificação diferenciada (como acordado no histórico do PPT). No entanto, em sua maioria, as iniciativas não contemplam o caráter sazonal e complementar deste setor, o que implicou em adaptações na indústria gás no Brasil no segmento não-termelétrico do mercado, as quais, apesar de representarem um avanço na harmonização dos mercados, não conduziram a uma harmonização perfeita.

Dessa forma, neste Capítulo, objetiva-se descrever e propor um mecanismo complementar para harmonização dos mercados, cujo princípio está na precificação do gás natural de oportunidade para o segmento que apresenta maiores dificuldades de absorver as variações no balanço, o segmento industrial. Para tanto, serão apresentados os tradicionais sistemas de precificação no mundo e seus impactos nos mercados, que parte destes apresenta incorporada a precificação de oportunidade e serão analisadas situações do caso brasileiro que poderiam ter sido otimizadas, caso a precificação de oportunidade tivesse sido adotada.

4.1 A precificação do Gás Natural no mundo

A precificação do gás natural varia significativamente ao redor do planeta. Fatores diversos influenciam na concepção dos mecanismos de reajuste do comportamento dos preços. Além disso, tanto os usos preponderantes do gás natural, quanto o nível de maturidade de cada mercado são relevantes na definição do sistema de precificação a ser praticado.

A International Gas Union (IGU, 2013) avaliou os principais mecanismos de formação de preços de gás natural no mundo e agrupou-os em categorias, conforme segue:

- Oil Price Escalation (OPE): O preço é vinculado, geralmente, através de um preço base e uma cláusula de reajuste, aos combustíveis utilizados, geralmente óleo cru, gasóleo e/ou óleo combustível. Em alguns casos, preços de carvão podem ser usados, assim como os preços da energia elétrica.

- Gas-on-gas Competition (GOG): O preço é determinado pela interação da oferta e da demanda - a concorrência gás-com-gás -, e é negociado através de uma variedade de diferentes períodos (diários, mensais, anuais ou outros períodos). A negociação ocorre em centros físicos regionais (por exemplo, Henry Hub¹⁴ nos Estados Unidos) ou hubs nocionais (por exemplo, o NBP¹⁵ no Reino Unido). É provável que sejam desenvolvidos os mercados de futuros (NYMEX¹⁶ ou ICE¹⁷). Nem todo o gás é comprado e vendido no preço base fixo de curto prazo, haverá contratos de longo prazo, mas estes irão utilizar índices de preços para determinar o preço mensal, por exemplo, ao invés de índices de commodities concorrentes. Negociações de GNL no mercado spot também estão incluídas nesta categoria e serão detalhadas no item 4.2.3.
- Bilateral Monopoly (BIM): O preço é determinado por discussões e acordos bilaterais entre um grande vendedor e um grande comprador, o preço a ser fixado para um período de tempo - normalmente este se estende por um ano.
- Netback from Final Product (NET): O preço recebido pelo fornecedor de gás é uma função do preço recebido pelo comprador para o produto final. Isto pode ocorrer quando o gás é utilizado como matéria-prima, por exemplo, em fábricas de produtos químicos, tais como a amônia e derivados ou o metano para os quais o preço do gás natural é a variável mais relevante no custo de produção.
- Regulation – Cost of Service (RCS): O preço é determinado, ou aprovado por uma autoridade reguladora, ou possivelmente um ministério, nível é definido para cobrir

Segundo IEA (2002), Henry Hub localizado no Sudoeste do Estado da Louisiana é o maior hub de comercialização de gás natural do mundo. Nele há conexão de mais de 12 gasodutos além de três formações geológicas de sal para estocagem. Outra característica é o mais importante ponto de conexão para precificação de gás no mercado americano.

¹⁵ O National Balancing Point (NBP) é um ponto virtual do sistema de gasodutos no Reino Unido utilizado para precificar a entrega ou compra de gás nos mercados de futuros daquele país. Tem um conceito semelhante ao Henry Hub nos EUA, nos entanto o NBP não existe fisicamente como o Henry Hub.

¹⁶ A New York Mercantile Exchange (NYMEX) é a bolsa de mercadorias e futuros de Nova Iorque que negocia, entre outros, papéis de gás natural.

¹⁷ Intercontinental Exchange Group, Inc (ICE) é uma empresa do mercado financeiro responsável pela intermediação das negociações através de redes de negociação nos mercados de commodities etc. Em função da vasta presença, seu nome é associado às operações no mercado spot e de futuros de gás natural no Reino Unido.

os "custos do serviço", incluindo a recuperação do investimento e uma taxa de retorno razoável.

- Regulation – Social and Political (RSP): O preço é definido, provavelmente por um ministério, em uma base político-social, em resposta a necessidades políticas públicas, por exemplo, conter processos inflacionários ou reduzir custos para grupos específicos de consumo; possivelmente requerem incentivos ou subsídios com receitas do governo para cobrir os custos da indústria do gás.
- Regulation – Below the Cost (RBC): O preço é consistentemente definido abaixo dos custos médios de suprimento e do transporte do gás, às vezes como uma forma de subsídio estatal para sua população. Este difere do modelo anterior, uma vez que é o objetivo é manter obrigatoriamente os preços artificialmente baixos e sem a compensação através de subsídios ou incentivos do governo.
- No Price (NP): O gás produzido é queimado inutilmente ou fornecido gratuitamente à população e indústria, possivelmente como uma primeira para as plantas químicas e de fertilizantes. O gás produzido é normalmente associado ao petróleo e / ou a líquidos, sendo condensáveis, e é tratado como subproduto que não encontra mercados alternativos para uso.
- Not Known (NK): Sem evidências de dados.

A Figura 4.1 apresenta a distribuição dos mecanismos de precificação do gás natural no ano de 2012.

Figura 4.1 – Mecanismos Mundiais de Formação de Preço de Gás Natural 2012

Fonte: IGU, 2013.

A partir observação da Figura 4.1, verifica-se que, mundo, tem-se como principais mecanismos de precificação de gás natural as on-gas competition (GOG), com 40%, seguido pelo Oil Price Escalation (OPE). O primeiro é notadamente presente em grandes mercados maduros de gás natural como o dos EUA e Reino Unido. Nestes mercados verifica-se maior dinamismo nas relações comerciais e existe preço sinaliza melhor ao mercado eventuais desequilíbrios entre oferta e demanda. MATHIAS (2008) descreve que o mercado americano dispõe de um número significativo de compradores e vendedores, os quais, imersos em um ambiente regulatoriamente maduro, têm acesso às redes de transporte e de distribuição de gás natural e podem comprar esse insumo energético diretamente dos fornecedores.

No que tange à segunda categoria de mecanismo de precificação mais utilizado no mundo Oil Price Escalation (OPE), nota-se um vínculo direto dos preços do gás natural ao comportamento do petróleo e derivados (ou outros energéticos substitutos). Segundo IGU (2013), vale ressaltar a emblemática contribuição dos mercados asiáticos nesta categoria, destacando-se países como o Japão e a Coreia, dos quais têm seus mercados supridos com contratos de importação de GNL. MATHIAS (2006) cita que, em sua maioria, os contratos de suprimento para o Japão têm sua precificação atrelada à cesta de óleos importados por aquele país (Japanese Crude Cocktail).

A análise dos mecanismos de precificação na América Latina revela uma mudança na participação de cada categoria, conforme distribuída na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Distribuição dos Mecanismos de Formação de Preços de Gás Natural na América Latina em 2011

Fonte: IGU, 2013.

Verifica-se que, ao contrário da distribuição mundial que tem o Gas-on-Gas Competition (GOG) como modelo predominante, a precificação dos mercados de gás natural da América Latina é determinada prioritariamente por modelos regulados com o forte apelo político-social. De acordo com IGU (2013), a predominância deste modelo é reflexo dos modelos de precificação adotados por Venezuela, Argentina, Bolívia¹⁸ e Brasil, sendo este último referente apenas a parcela do gás natural destinado ao PT. CONT e NAVAJAS (2007) relatam em sua obra que o mercado argentino, após de liberalismo e dinâmicos no mercado de gás natural nos anos 90, atualmente é um mercado com forte intervencionismo estatal.

Adicionalmente, verifica-se que o segundo modelo adotado na América Latina é o Oil Price Escalation (OPE), notadamente presente nos mercados Colômbia, México, Brasil (importação boliviana e produção doméstica).

No Capítulo 0, são abordados com maior detalhamento estes mercados e as implicações dos mecanismos de precificação nos EUA, Reino Unido e Argentina.

¹⁸ Apenas na parcela que supre o mercado interno.

4.2 A precificação do Gás Natural no Brasil

Conforme abordado no Capítulo 2, o suprimento de gás natural no Brasil pode ser dividido em três fontes: Produção Doméstica, Importação via GNL e Importação via GNL. Cada qual tem sua precificação própria. Além disso, conforme também discutido no Capítulo 2, o gás é utilizado principalmente para fins industriais e geração termelétrica, recebendo tratamentos de preço distintos nesses dois grandes segmentos.

4.2.1 A precificação do Gás Natural Nacional

A precificação do gás natural oriundo da produção doméstica, também chamado de gás nacional, tem sua evolução marcada por períodos de regulação imperou e pela recente desregulamentação dos preços. Para contextualizar-se a evolução da precificação em três períodos distintos, conforme exibe a Figura 4.3

Figura 4.3 - Evolução da Precificação do Gás Natural Produção Doméstica

Fonte: Elaboração Própria

Até abril de 1999, os preços do gás natural no Brasil seguiam, dentro de uma lógica de OPE, o preço teto limitado ao percentual de 75% do óleo combustível, sendo precificado em apenas como uma única parcela

Posteriormente a esta data, a precificação do gás natural proveniente da produção doméstica iniciou um período marcado pela tentativa de estabelecer uma metodologia transparente e

Até Abril de 1999, vigorava a Portaria DNC nº de 1994, que estabelecia uma paridade entre o preço máximo de venda do gás natural para fins industriais e o preço do Óleo Combustível A1.

focada na minimização dos subsídios cruzados. ~~Para~~, editou-se, há época, a Portaria Interministerial MME/MF nº 003, que objetivava: ~~aparação~~ do preço máximo em duas parcelas (Parcela Referencial de Transporte e Parcela Referencial do Gás na Entrada do Gasoduto de Transporte).⁹

A partir de 2002, a precificação do gás natural ~~de~~ origem nacional tornou-se desregulamentada, ficando a cargo da Petrobras ~~a~~ política de preços mais aderente à sua estratégia. Nesse período, observa-se o emprego ~~de~~ fórmula semelhante à aplicada no período anterior conforme relata ANP (2011). ~~Ademais~~ conforme abordado no Capítulo 2, entre os anos de 2003 e 2005, a Petrobras adotou ~~a~~ política de congelamento de preços no contexto do Plano de Massificação do Uso do Gás ~~em~~ Nat

Por outro lado, entre os anos de 2005 e 2006, ~~ANP~~ (1) relata que houve a elevação gradual dos preços para correção da aparente defasagem ~~da~~ pelo congelamento no período anterior. Já a partir de 2007, a Petrobras iniciou ~~o~~ processo de renegociação dos contratos com as distribuidoras para introdução da chamada ~~Nova~~ Política de Preços (NPP). Quando comparada a metodologia de precificação da NPP ~~a~~ categorização da IGU, fica latente a característica de Oil Price Escalation (OPE). No entanto, segundo Petrobras apud MME (2013), desde Fevereiro de 2011, a petroleira ~~verificou~~ a fórmula de precificação a cada reajuste, mas seguida de descontos para manutenção ~~de~~ preços. Ainda segundo MME (2013), no mês de agosto de 2013, tal desconto atingiu ~~cerca~~ de 31%.

Abaixo segue o detalhamento da fórmula da NPP:

Preço do gás (PG) = PF + PV, onde:

PF = parcela fixa, sendo reajustada por:

—, onde:

PF₀ = parcela fixa básica, relativa a 1º de maio de 2011 (R\$ 71,55/mil m³)

Em Abril de 1999, entraram em vigor as Portarias ~~inter~~ministeriais do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda (MME/MF) nº 90, 91 e 92, as quais vincularam os preços dos óleos combustíveis ao mercado internacional, o ~~que~~ apresentava conjuntura de considerável oscilação dos preços.

IGPM = valor definitivo do número índice do Índice Geral de Preços-Mercado (IGP-M), referente ao segundo mês anterior ao mês de atualização.

IGPM₀ = valor definitivo desse mesmo índice de preços, referente ao mês de março de 2007 (segundo mês anterior a maio de 2007, base da parcela fixa básica), igual a 351,717.

PV_t = parcela variável, definida pela seguinte fórmula:

Onde:

PV_t = parcela variável, atualizada nos meses de Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro de cada ano.

PV_{t-1} = parcela variável vigente no trimestre anterior em que é devida a atualização. Base inicial = a 403,80 R\$/mil m³.

PV₀ = parcela variável básica, igual a 391,61 R\$/mil m

FO1, FO2, FO3 = média das cotações do fuel oil referente aos meses 4, m-3, m-2, sendo "m" o primeiro mês de atualização da parcela variável

(Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro), onde:

FO1 = Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Itália (Europa – Mediterrâneo – Itália).

FO2 = Fuel Oil #6 Sulphur 1% 60 API US Gulf Coast Water (EUA – Golfo Americano).

FO3 = Fuel Oil #6 Sulphur 1% Cargoes FOB NEV (Europa – Noroeste).

FO1₀ = 302,4303 US\$/t

FO2₀ = 46,7853 US\$/barril

$$FO_3 = 315,2500 \text{ US\$/ t}$$

TC_t = média das taxas de câmbio comercial relativas aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo “m” o mês de atualização do valor da parâmetro variável (Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro).

$$TC_0 = 2,0896 \text{ R\$/US\$}$$

4.2.2 A precificação do Gás Natural Boliviano

Conforme detalhado no Capítulo 2, a construção do produto Bolívia-Brasil, representou um marco na evolução do mercado de gás natural brasileiro criando uma nova alternativa de oferta de gás, a partir de sua entrada em operação em 1999.

Diferentemente da metodologia de precificação vigente época para o gás natural nacional, o contrato de importação da Bolívia trouxe uma fórmula de precificação atrelada a uma cesta de óleos, com reajustes trimestrais e valorado como energético em dólares. Na sequência, observa-se do detalhamento da referência²¹:

! ! ! — — —

Onde:

PG_{t-1} = valor de PGT vigente no trimestre civil anterior para o qual se esteja calculando o novo PGT.

PG_0 = valor inicial de PGT que varia a cada ano do contrato, iniciando em US\$ 0,85/MMBtu e terminando em US\$ 1,1/MMBtu para o QDC e US\$ 1,2/MMBtu para todo o contrato no QDCa.

FO_1, FO_2 e FO_3 = média dos pontos médios diários das cotações de petróleo inferior, publicadas no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, nos meses m-4, m-3, m-2, sendo:

FO_1 = produto designado na referida publicação por Oil 3,5% Cargoes
 FOB Méd Basis Italy

BNDES (2000).

FO2 = Produto designado na referida publicação Fuel Oil #6 Sulphur 1%
US Gulf Coast Waterborne

FO3 = Produto designado na referida publicação Fuel Oil 1% Sulphur
Cagoes FOB NWE

FO1₀, FO2₀, FO3₀ = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicadas no Platt's Oilgram Price Report tabela Spot Price Assessments dos produtos a que correspondem FO1, FO2 e FO3 a designados, no período de 1990. (FO1(0) = US\$ 66,06/t; FO2(0) = US\$ 13,67/t; FO3(0) = US\$ 89,95/t.

Adicionalmente, à referida fórmula de reajustes pelo preço pago pela molécula, há ainda uma parcela referente ao transporte do insumo cujo valor inicial partiu de US\$ 1,5 / MMBTU, com reajuste anual baseado no Consumer Price Index (CPI), Índice de inflação americano.

A precificação adotada para o contrato de importação de gás da Bolívia, a qual comparada à classificação da IGU é considerada OPE, mostrava, uma vez, optou-se por um modelo que não privilegia a precificação de oportunidade de gás natural.

4.2.3 O custo de importação do Gás Natural Liquefeito (GNL)

O Capítulo 2, detalhou que o início da importação de GNL caracterizou uma evolução visando maior flexibilidade à oferta de gás natural no Brasil. Nesta seção, caracteriza-se a precificação do GNL no mercado internacional e como a importação se traduz em custo para o mercado brasileiro.

Dada a relevância e o caráter importador do mercado de gás natural nos EUA, os preços do GNL comercializado no mundo mantinham relação direta com o mercado spot americano, o qual se alinhava aos demais mercados da Europa, Alemanha, Reino Unido e da Ásia, como, por exemplo, o Japão (Figura 4.4). Além disso, as perspectivas de incremento da produção americana de gás natural eram remotas e a importação de GNL se mostrava a alternativa mais viável para atendimento de um mercado crescente. Segundo EIA (2003), o mercado da região do Atlântico se estabelecia com vínculos diretos com os preços do mercado spot americano. Ainda segundo a mesma fonte, a relevância do mercado americano no contexto global do GNL, criava uma lógica de precificação baseada no preço pago nos EUA.

Figura 4.4 – Preços Mensais Internacionais de 2007- 2013

Fonte: IGU, 2013.

No entanto, com a difusão da exploração shale gas que resultou em incremento da oferta de gás natural e redução dos custos de E&P naquele país, os preços do gás natural despencaram atingindo a marca de 2 US\$/MMBTU no início de 2012. Adido a este fato, IGU (2013) salienta que houve uma redução drástica no volume de GNL regaseificado nos terminais americanos.

Paralelamente, o mercado da Bacia do Pacífico tem sido influenciado pela Coreia do Sul e Japão, os dois maiores importadores de GNL do mundo. Segundo, BP (2013) em 2012, os dois países importaram cerca de 462 milhões m³ (aprox. 51% do mercado de GNL mundial). Os principais fornecedores de GNL para esse mercado são Malásia, Indonésia, Austrália e Qatar, que em 2008 representaram 61% do GNL consumido por Japão e Coreia.

Já a Europa, representada por Alemanha e Reino Unido, tem sua influência pela relevância de seus mercados pelo seu caráter importador de GNL, sendo nos períodos de inverno.

Logo, a precificação dos contratos de GNL segue tecnologias distintas por mercado a saber:

- Mercado Atlântico: Precificação atrelada a prêmios sobre o Henry Hub, sobretudo na reexportação de cargas dos EUA e de contratos assinados anteriormente a 2008. Paralelamente, IEA (2013) observa a tendência de redução de novos contratos a índices de preços do mercado europeu como a cotação NB (National Balancing Point).
- Mercado Pacífico: Historicamente possui contratos vinculados às cotações de óleo da região. MATHIAS (2006), relata que, em sua maioria, contratos de suprimento para o Japão têm sua precificação atrelada à cesta de óleos importados por aquele país (Japanese Crude Cocktail). Recentemente, verifica-se na região que, após o terremoto em Fukushima²², a arbitragem dos agentes do mercado incluindo o gás sobre a relação histórica observada.

A Figura 4.5 ilustra as diferenças do custo de importação do GNL nos últimos quatro anos. Nota-se que no mercado do Atlântico, representado pelas cotações nos EUA e Reino Unido, a faixa de preços oscilou em 5 e 10 US\$/MMbtu, ao passo que no mercado do Pacífico, de 2009 a 2013, os preços mantiveram-se acima dos 10 US\$/MM

Figura 4.5 – Preços GNL no Japão versus Preços na Bacia do Atlântico, Jan 2009-Jan 2013

Fonte: IEA, 2013.

Em 2011, um terremoto seguido de tsunami devastou a costa leste Japonesa, atingindo as usinas do complexo de Fukushima. Tal evento fez com que o governo japonês suspendesse a operação de todo o parque gerador nuclear, implicando na geração de energia elétrica através do parque termelétrico remanescente que operava com gás natural (importado via GNL) e óleo combustível.

No que se refere às importações brasileiras, segundo PETROBRAS (2008), houve a assinatura de Master Sales Agreements (MSAs) com diferentes fornecedores (vide Tabela 4.1), os quais preveem a precificação base Henry Hub e não a dos óleos combustíveis. A precificação de tais acordos de venda é vinculada ao mercado internacional de GNL, sendo, dessa forma, vinculadas as oscilações de preços no mercado do Atlântico e do Pacífico, a depender da origem as cargas. A Figura 4.6 resume o custo de importação de GNL para Brasil e a comparação com a cotação do mercado spot americano (Henry Hub) e uma das cotações de petróleo no mercado internacional (Brent). Verifica-se que, apesar dos preços na época de assinatura dos acordos de venda estarem vinculados ao Henry Hub, as recentes compras se situam em patamares mais próximos às cotações de Brent, evidenciando o vínculo a esse mercado.

Tabela 4.1 - Acordos de Venda de GNL

Empresa	País de origem	Data da Assinatura
Nigerian LNG	Nigéria	abr/07
Sonatrach	Argélia	mai/07
Total	França	out/07
Suez	França-Bélgica	nov/07
Marubeni	Japão	nov/07
Endesa	Espanha	jan/08
Mitsui	Japão	fev/08
BG Group	Reino Unido	mai/08
Shell	Holanda	mai/08
Mitsubshi	Japão	jul/08

Fonte: Petrobras, 2008.

Figura 4.6 - Comparação Custo de importação GNL base Henry Hub e Brent.

Fonte: MME (2013), EIA (2013) e elaboração própria.

Por outro lado, os volumes de GNL adquirido no mercado internacional tem como destino o atendimento à demanda termelétrica, que em sua maioria possui preço vinculado ao PPT, cujos preços serão detalhados no item seguinte.

4.2.4 Os preços nos contratos do PPT

Conforme foi mostrado no Capítulo 2, a Portaria MME/2000 estabelecia que a Petrobras deveria fornecer gás natural às plantas do PPT a preço médio, equivalente em Reais, de 2,26 US\$/MMBTU, com base em fevereiro de 1999, e por prazo de 20 anos. Posteriormente, a Portaria MME 215/2000 determinou as condições de fornecimento do gás natural poderiam ser realizadas por meio de preços alternativos, a critério do comprador (combinação de gás nacional e importado):

- Preço médio equivalente em reais de 2,26 US\$/MMBTU, base em setembro de 1999, independente da origem e da região de entrega, ajustado trimestralmente, de acordo com a variação do mercado internacional de combustíveis; ou
- Preço equivalente em reais de 2,475 US\$/MMBTU, base em abril de 2000, independente da origem e da região de entrega, ajustado anualmente de acordo conforme índice de inflação dos Estados Unidos.

Em seguida, a Portaria Interministerial MME/MF 120/2001 estabeleceu um preço máximo de 2,581 US\$/MMBTU, ajustado em Reais pela taxa média câmbio R\$/US\$, entre 02/05/2001 e 01/07/2001. Esse reajuste valeria para gás natural destinado à produção de energia elétrica em plantas integrantes do PPT que entrassem em operação efetiva até 30 de junho de 2003, e que contratassem gás natural sob o modelo "take-or-pay". A quantidade total de gás natural contratada sob estas condições limitada em 40 milhões de m³/dia. Tal preço estaria fixado em Reais, por períodos sucessivos de um ano, sendo o seu reajuste anual composto por duas partes:

- O primeiro componente (PD), equivalente a 80% do preço, seria atualizado pela variação da taxa de câmbio e o PPP (Producer Price Index), categoria 'All Commodities' dos Estados Unidos; e

- O segundo componente (PR), equivalente a 20% do valor, seria atualizado pelo IGPM (Índice Geral de Preços de Mercado).

Adicionalmente, objetivando a manutenção do preço em reais durante um ano, foi criada uma conta de compensação que acumulava a diferença entre o preço fixo em reais e o preço efetivo do gás, de cada fatura paga pelas centrais elétricas. Cada um dos valores da diferença é atualizado pela taxa SELIC no final de cada período anual. O valor total da conta de compensação, dividido pelo volume de gás contratado take-or-pay para os próximos 12 meses de operação das termelétricas, é somado ao preço fixo do novo período anual.

Finalmente, foi publicada a Portaria Interministerial MME/MF 234/2002, que definiu as condições de ajuste do preço do gás natural de origem PPT para as plantas do PPT que entrassem efetivamente em operação comercial até 31 de dezembro de 2004, com base na seguinte fórmula:

- Preço Base = 2,581 US\$/MMBTU x TMD

onde, TMD = valor da taxa de câmbio (R\$/US\$) adotada como base, que corresponde a 2,3436 R\$ / US\$.

A Figura 4.7 mostra a comparação entre o histórico de preços dos contratos do PPT e o custo médio de importação de GNL, base FOB. Verifica-se, exceto nos primeiros meses de 2011, durante todo o período a diferença entre o custo de importação e o preço de venda as usinas termelétricas superou os 100%.

Figura 4.7 - Comparação Custo de Importação GNL FOB vs Preços de Venda dos Contratos PPT

Fonte: MME (2013) e elaboração própria.

Adicionalmente, a Figura 4.8 ilustra os volumes GNL importados a cada mês, já considerando na forma gasosa, nota-se que, a partir de 2012, as importações se mantiveram, com exceção de alguns meses, acima dos 300 MM m³/mê

Figura 4.8 - Histórico de Volume de GNL importado (Base Gasosa)

Fonte: MME (2013) e elaboração própria.

Por fim, a Figura 4.9 exhibe o resultado do produto dos volumes importados e a diferença entre o custo de importação e preço pago pelos contratos PPT. Observa-se que no período de três o somatório do déficit atingiu cerca de R\$ 2,4 bilhões, o que sinaliza a incoerência entre

os valores de venda e o custo do suprimento. A diferença montante está subestimado, já que a base de custos do GNL considera o preço base (FOB on Board) que não contempla os custos de transporte e regaseificação.

Figura 4.9 - Diferença do Custo de Importação vs Preço de Venda dos contratos PPT

Fonte: MME (2013) e elaboração própria.

Portanto, conforme discutido no Capítulo 2 e frizado no exemplo acima, verifica-se que as políticas públicas em prol do desenvolvimento de parque gerador a base gás, mostraram-se desconectadas com as características presentes na indústria do gás natural. Além disso, o consumo de base, não-termelétrico, que durante a venda perene de gás, tem os preços mais elevados, já que os contratos lastreados no mercado são baseados em fórmulas OPE e nos períodos em que há a “sobra” deste tipo de gás leilões de curto prazo não se mostraram eficazes.

4.3 O custo do Gás Natural no Cenário de “Escassez”

De acordo com MME (2013), o parque termoeletrico opera com gás natural no Brasil pode atingir em um cenário de despacho máximo consumo próximo de 50 MM m³/dia. Paralelamente, segundo dados da mesma fonte, o consumo médio, em 2012, do mercado não termelétrico atingiu cerca de 39 MM m³/dia. Hipótese, num cenário em que se tenha a

Considerando-se apenas as usinas atendidas pela integrada de gasodutos (Regiões Sul, Centro-Oeste, Sudeste e Nordeste) e as flexíveis operando apenas gás natural.

combinação destes dois consumos, a demanda de gás atingiria 89,3 MM m³/dia. No que tange o suprimento, neste cenário, o mercado de gás natural seria atendido pela produção nacional, importação da Bolívia e marginalmente pela importação de GNL (Figura 4.10).

Figura 4.10 - Balanço de Gás Natural - Despacho máx

Fonte: Elaboração Própria.

No entanto, tal situação pode ser observada em início de 2013, nos meses de Janeiro e Fevereiro, quando o baixo nível dos reservatórios implicou em elevado despacho termoelétrico. Segundo ONS (2013), em Janeiro e Fevereiro de 2013, o nível médio dos reservatórios, nas regiões Centro-oeste, Sudeste e Nordeste, atingiu 38% e 43%, respectivamente (Tabela 4.2), enquanto que, em Fevereiro de 2013, o despacho termoelétrico médio atingiu 6,8 GW_{méd}, implicando em um consumo da ordem 43,4 MM m³/dia natural, segundo MME (2013).

Tabela 4.2 - Percentual de Energia Armazenada em Paratórios

Região	Energia Armazenada Janeiro /13	Energia Armazenada Fevereiro /13
	(%) Valor Máximo	(%) Valor Máximo
SE/CO	37,5%	45,5%
NE	32,9%	41,8%
S	43,8%	41,8%
Média	38,0%	43,0%

Fonte: ONS, 2013

Paralelamente, destaca-se que este evento foi iniciado com a ocorrência do inverno no hemisfério norte, estação em que a demanda de gás em muitos países de clima temperado incrementa sensivelmente, pressionando os preços. Neste sentido, CME (2010) relata que, tipicamente, as curvas de preços de gás nos mercados do hemisfério Norte tem picos característicos nos meses de outono e, principalmente, inverno. Além disso, a mesma fonte relata que nos meses de primavera e verão a tendência é de redução.

Tal cenário de preços elevados é corroborado por EIA (2013). A partir das informações providas pela fonte, observa-se que o preço pago pelas cargas de GNL atingiu 17,90 US\$/MMBTU (Figura 4.11).

Figura 4.11 - Histórico de preços de cargas de GNL transportadas

Fonte: MME (2013) e elaboração própria.

Nessas circunstâncias, o atendimento do mercado é conforme apresentado na Figura 4.12.

Figura 4.12 - Balanço Demanda e Suprimento – Base B.

Fonte: MME (2013) e elaboração própria.

Nesse contexto, observou-se a seguinte caracterização da distribuição dos preços de GN por fonte pra atendimento da demanda (Figura 4.13).

Figura 4.13 - Custo do Gás Natural City-gate por origem – Base Fev/2013

Fonte: Elaboração Própria e MME (2013).

Logo, verifica-se que o atendimento marginal do mercado se deu pelo fornecimento de GNL ao custo médio de 15,8 US\$/MMBTU (vide Figura 4.14)

Figura 4.14 - Distribuição do Custo para Suprimir Base Fev/13

Fonte: Elaboração Própria.

Paralelamente, FERC (2012) discorre em sua obra que mercados maduros a comercialização de opção de consumo é bastante difundida e corriqueira. Neste tipo de operação, IEA (2002) relata que grandes consumidores industriais na Europa e nos EUA, negociam com comercializadores ou produtores opções de consumo de volumes de gás natural contratos. Para tanto há a compra ou a troca por meio de contratos a serem entregues posteriormente. Ainda segundo a mesma fonte, em alguns casos há a suspensão ou até interrupção da operação de unidades industriais consumidoras de gás natural em vista os benefícios econômicos auferidos vis a vis a lucratividade da produção. No Capítulo 0, serão apresentadas e detalhadas experiências internacionais relacionadas a este tópico.

Portanto, nas situações em que há demanda fortemente antecipada ao ponto de haver o atendimento do mercado com fontes flexíveis e de baixo custo, como o GNL, poder-se-ia implementar a negociação de um mercado de comercialização de opções de consumo de gás natural, minimizando o custo global para atendimento da demanda.

Exemplificando a proposição acima, o atendimento cenário hipotético previsto inicialmente neste Capítulo, teria a seguinte configuração, como é ilustrado na Figura 4.15.

Figura 4.15 - Prêmio pela Compra versus Potencial de Compra de Opção

Fonte: Elaboração própria.

Logo, a partir da observação da Figura 4.15, verifica-se que ao fornecedor haveria a possibilidade de compra de opção de consumo em uma faixa ao custo de até 5,6 US\$/MMbtu, para substituição da importação de GNL em uma segunda faixa de até 1,1 US\$/MMbtu, para deslocamento de gás importado da Bolívia até o limite do take or pay do contrato.

Por fim, para a efetiva operacionalização da renegociação de vendas de opção de consumo, há de avaliar o potencial de flexibilidade existente no mercado industrial que será objeto de estudo do Capítulo 6.

4.4 O custo do Gás Natural no Cenário de “Abundância”

Antagonalmente ao cenário analisado no item 4.3 verifica-se que há a possibilidade de cenário com abundância no suprimento de gás natural. Com isso, se faz necessário estimular a construção de demanda temporária a fim de absorver os volumes ociosos. Tal operação poderia minimizar ao supridor o impacto de penalização do take or pay do contrato com a Bolívia, otimizar a produção ou adequar seu portfólio de gás de GNL ao cenário de mercado.

Conforme detalhado no item 3.2.2, a Petrobras criou modalidades de fornecimento de volumes de gás natural de curto prazo, os chamados leilões de curto. No entanto, tal prática apesar de se mostrar uma evolução, não atende plenamente à necessidade de harmonização entre os mercados.

Paralelamente, IEA (2002) observa em seu trabalho que o consumo industrial de gás natural é suscetível a sinais de preço para aumento da demanda. No entanto, o mesmo trabalho mostra que o incremento de demanda está condicionado ao trade off existente em cada cadeia industrial. Logo, tal potencial está relacionado ao custo de oportunidade do combustível a ser deslocado, sua flexibilidade de redução, custos marginais de produção entre outros. A Figura 4.16 mostra os preços médios dos energéticos consumidos pela indústria no ano de 2012.

Figura 4.16 - Custo Médio por Energético - Base 2011

Fonte: EPE (2013) e FIRJAN (2013).

A partir da análise nota-se que, a depender dos custos de produção e de oportunidade envolvidos na avaliação do supridor, tal política é viável em curtos períodos. Corroborando a este fato, em estudo pelo MME para balizamento do custo de oportunidade no âmbito do PEMAT, verifica-se que as estimativas de preço de realização do gás natural pode atingir até o mínimo de 0,56 US\$/MMBTU (vide Tabela 4.3). Dessa forma, a negociação de produtos mais específicos para cada setor industrial, realizados e aderentes ao planejamento semanal do setor elétrico, pode criar um mecanismo mais eficiente do que os leilões.

Tabela 4.3 - Estimativa de preços de realização de gás natural

Preço do Gás Natural Especificado [US\$/MMBTU] - Preços Típicos	
Gás Não Associado - Campos em Terra	1,13
Gás Não Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,73
Gás Associado - Campos em Terra	0,56
Gás Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,95
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) - 1 módulo produção	7,70
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) - 2 módulos produção	5,59
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) - 3 módulos produção	5,04
Gás Não Convencional - Campos em Terra	6,00

Fonte: MME (2014).

Por fim, ao término deste capítulo, verifica-se que dois momentos distintos do consumo de gás natural, poder-se-ia implementar, no período de elevado consumo termelétrico, a prática de vendas de opção de consumo e, quando houvede uma oferta de gás, leilões ou descontos de curto prazo de maneira mais focada e específica (Figura 4.17).

Figura 4.17 - Mecanismos de harmonização do balanço despacho termelétrico a gás natural

Fonte: Elaboração Própria.

5 A VISÃO INTERNACIONAL DOS MERCADOS DE GÁS NATURAL

Ao redor do mundo, observa-se que o gás natural ocupou papel de destaque na matriz energética de diversos países. Desde o início dos anos 2000, conceituou-se o gás natural como energético de transição, conforme descreve HUNTER (1). O gás apresenta-se como uma opção mais sustentável no processo de migração das matrizes energéticas de base fóssil para a maior utilização de fontes energéticas menos poluentes, incluindo as renováveis e a energia nuclear. Logo, de acordo com Energy Information Administration dos EUA (EIA, 2013), a inserção do gás natural na matriz de geração de energia elétrica se intensificou, ocupando o lugar de combustíveis como carvão e derivados de petróleo²⁴.

Em mercados maduros, o gás natural tem a característica de energético relevante há mais tempo. Segundo National Gas Supply Association (NGSA, 2013), em vários países, paralelamente à utilização do gás como insumo para a geração de energia elétrica ou industrial, seu emprego como energético nos processos de calefação desempenha importante papel nos períodos de baixas temperaturas. Dessa forma, nestes mercados também se observa uma situação com movimentos sazonais importantes na demanda de gás natural. A seguir, expõe-se algumas dessas experiências ao redor mundo e se apresentam ferramentas empregadas nessas regiões para lidar com esse quadro e garantir a liquidez necessária ao mercado de gás. Essas reflexões permitem extrair importantes lições para o cenário brasileiro.

5.1 Argentina

Na América do Sul, o mercado argentino de gás natural mostrou-se como uma opção bastante promissora mesmo antes das crises energéticas dos anos 1970. Na década de 1990, segundo ALMEIDA (2007), as reformas empreendidas no mercado gasífero argentino promoveram sua evolução e criaram um ambiente de fomento da eficiência junto aos agentes produtores, comercializadores e consumidores de gás natural. Neste período, cabe destacar importantes avanços, como, por exemplo, a separação das atividades de exploração / produção e transporte. Com esse movimento, novos agentes entraram no setor e houve um aumento expressivo na produção e na comercialização de gás natural (Vide Figura 5.1).

Moutinho dos Santos et al (2002), mostram que essa tendência já havia sido iniciada nos anos 1990 e justificava-se, além da dimensão ambiental, em aspectos econômicos e energéticos. Após 2008, o assunto permanece vivo, principalmente nos Estados Unidos, onde a competitividade do gás tornou-se inquestionável. Além disso, o debate sobre o resgate da energia nuclear em escala mundial, e principalmente nas nações desenvolvidas, retrocedeu após todas as dificuldades enfrentadas pela usina de Fukushima no Japão.

Figura 5.1 - Evolução da Produção de Gás Natural Argentina 1970-2008

Fonte: RABINOVICH, 2012.

Verdade que, conforme relata ALMEIDA (2007), a época em que o mercado de gás argentino começou a enfrentar dificuldades nos primeiros anos 2000. Nesta fase, a indústria de gás doméstica sentiu na íntegra os impactos sofridos pela nação no campo econômico, por exemplo, com desvalorização cambial em 2002 e necessidade de reestruturar unilateralmente sua dívida externa. O país mergulhou em uma crise de confiança em escala mundial e perdeu acesso a linhas de financiamento internacional, principalmente dos recursos de longo prazo.

Tipicamente, a indústria de gás natural tem seus investimentos atrelados à moeda americana, sendo o mercado argentino também um pouco desse modelo. No entanto, naquele país suas receitas eram vinculadas ao peso argentino, o qual permanecia, até a crise, em paridade unitária com o dólar. Em um ambiente de profunda desvalorização cambial todas as receitas se desvalorizaram em até três vezes, o que catalisou os impactos na indústria argentina do gás natural.

Ainda segundo o mesmo autor, nos anos seguintes (pode dizer que a situação permanece inalterada até o momento de encerramento desta dissertação), baseado em políticas intervencionistas e populistas, o governo argentino instituiu políticas de controle de preços do gás natural, principalmente para o mercado residencial, definindo patamares artificialmente baixos. Criou-se um ambiente inviável aos investidores. Por exemplo, conforme mostrado

na Figura 5.2, o país tem sido incapaz de repor suas reservas de petróleo e gás natural, reduzindo-se o grau de conforto para atendimento da demanda crescente com produção doméstica. Restrições de investimentos também ocorrem em todas as demais etapas da cadeia de suprimento.

Figura 5.2 - Relação Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural na Argentina

Fonte: RABINOVICH, 2012.

A despeito de todas as evoluções apresentadas desde 1990 e nos anos 2000, o mercado argentino encontra-se em uma zona de clima temperado que apresenta temperaturas que demandam a utilização do gás em processos de aquecimento. Isso conduz a uma intensa variação no consumo gasífero residencial (vide Figura 5.3), o qual, entre o verão e o inverno, pode expandir-se em cerca de seis vezes.

Figura 5.3 - Evolução do Consumo Residencial de Gás em Argentina versus temperatura média

Fonte: Secretaria de Energia da Argentina.

Em obra publicada no final da década de 1990, a Agência Internacional de Energia, (IEA, 1999) discorre sobre estratégias adotadas por vários países na busca de maior harmonização do mercado e na sua adequação as sazonalidades. No caso da Argentina, isso tem sido feito através de contratos interruptíveis de fornecimento do gás natural pela manutenção da flexibilidade de produção da Bacia de Neuquén (conforme ilustrada na Figura 5.4). Efetivamente, essa bacia exerce a função de estocagem do gás nas estações de produção com sua posterior liberação excedente para atender picos de demanda.

Figura 5.4 - Produção Argentina de Gás Natural na Bacia - 1993 a 1998 (MM m³/mês)

Fonte: IEA, 1999.

No entanto, a partir da eclosão da crise energética no país em 2002 e até o último inverno em 2013, tornaram-se frequentes, principalmente nos meses de inverno, políticas de cortes no fornecimento de gás natural ao setor industrial e elétrico, como medida paliativa para acomodar a demanda residencial no balanço gasífero do país (vide Figura 5.5).

Figura 5.5 – Evolução dos consumos de Gás Natural Argentina – 2007 a 2009.

Fonte: Secretaria de Energia, Clarín (2008), MME (2009), Reuters (2007).

Tal prática, além impactar diretamente no mercado industrial argentino, também se desdobrou em países importadores do gás produzido naquele país, por exemplo, Chile e Uruguai que, a partir da década de 2000, mantinham parcerias significativas de seus mercados de gás natural vinculadas ao fornecimento argentino que, a partir de 2007, começou a ser reduzido até os patamares atuais equivalentes a 10% da capacidade média do período pré-crise (MME, 2013).

Outro impacto na redução das exportações ocorreu no mercado brasileiro, quando os iniciais cortes no fornecimento de gás natural para Terceira Usina Brasileira Uruguiana, instalada no lado brasileiro da fronteira entre Brasil e Argentina, mas com suprimento de gás pelo território argentino. A Figura 5.6 mostra a evolução das importações de gás natural para a UTE Uruguiana.

Figura 5.6 - Importações brasileiras de Gás Natural da Argentina

Fonte: ANP, 2013.

Em suma, verifica-se que o mercado argentino passou por um processo de amadurecimento e dinamismo para a um caso de fracasso de intervenções desmedidas da política governamental. Este contexto, que é agravado pela volatilidade climática do consumo que, no período pré-crise se mostrava equalizada pelas flexibilidades disponíveis (produção de gás não associado e contratos interruptivos), tem sua harmonização feita através da restrição da oferta de gás natural aos segmentos industrial e termoeletrico. Tal exemplo mostra a complexidade e a sensibilidade da indústria de gás natural a estratégias desintegradas a originalmente mercados sazonais.

5.2 Europa

Segundo HUBBARD (2012), e ilustrado na Figura 5.7, o início da revolução do mercado de gás natural na Europa remonta ao período posterior às décadas de 1960 e 1980, quando a região ainda se via em meio a mercados monopolizados pelas companhias estatais e joint ventures com pouca liquidez e dinamismo. Antes das reformas iniciadas no final da década de 1980, a venda de gás natural era feita essencialmente em contratos de longo prazo e vinculados aos preços dos combustíveis substitutos como o óleo combustível. Já no decorrer da década de 1980, a privatização da British Gas inaugurou uma nova fase, a qual encorajou

um processo de liberalização e de desenvolvimento com maior liquidez nos mercados. Esses processos iniciaram-se no Reino Unido e depois espalharam-se na Europa Continental.

Figura 5.7 - Evolução do Mercado Europeu de Gás Natural

Fonte: ExxonMobil apud HUBBARD (2012).

Na década de 1990 é elaborado, no Reino Unido, o Network Code que criou, entre outros, as tarifas de entrada e saída no sistema de transporte e ainda mais dinâmica e transparente a circulação do gás natural pelos gasodutos, culminando na criação do National Balancing Point²⁵. A partir de 1998, quando ocorre a interligação física entre o sistema de transporte do Reino Unido e da Europa Continental aliado à crescente integração da União Europeia, criam-se as primeiras diretrizes para a regulamentação dos mercados. Em 2004, entra em vigor uma diretiva regulatória para a Europa, que verticaliza todo o mercado e cria regras para acesso às redes, entre outros.

O continente europeu, assim como outras regiões mundo, possui um regime sazonal bastante intenso nos períodos de inverno. Conforme demonstrado por DBRR (2007), e

²⁵ O National Balancing Point (NBP) é um dos mais importantes marcos de preço no mercado europeu, sendo também utilizado como indexador de preços em outros países.

ilustrado através do gráfico adaptado na Figura 5.8. Observa-se que a demanda de gás durante o inverno de 2006/2007 chegou a oscilar em quase 10% em função do clima.

Figura 5.8 – Demanda de Gás no Inverno 2006/07 em função do Clima

Fonte: DBRR, 2007.

Assim, conforme mostra estudo da IEA (2002), a França também tem desenvolvido estratégias para gerenciar os efeitos da sazonalidade. Durante anos, adotou-se o uso da flexibilidade presente na oferta de gás natural, representada pela produção de gás não-associado no campo de Groningen na Holanda. Tornou-se um caso emblemático, já que, desde os anos 1970, o governo holandês procurou preservar as reservas do referido campo para garantia de flexibilidade no atendimento dos consumos sazonais do inverno. Isso pavimentou o caminho de transformação desse campo em uma infraestrutura de estocagem temporária de gás do mercado Europeu. Assim, como é mostrado na Figura 5.9, considerando o ano de 2000, observa-se que a produção do campo oscila de 0 a 200 milhões de m³/dia, entre o verão e o inverno.

Figura 5.9 - perfil de produção do Campo de Groningen 2000

Fonte: IEA, 2002.

Segundo a International Gas Union (IGU, 2012), confirma-se que flexibilização do mercado gasífero europeu, para o atendimento às suas demandas, conta prioritariamente com a participação dos estoques, cujo perfil de carga é ilustrado na Figura 5.10. Segundo a mesma fonte, em alguns países, a capacidade dos estoques chega a representar mais de 50% do consumo típico (vide Figura 5.11). Ou seja, a capacidade de estocagem de gás não se resume ao campo de Groningen, estando atualmente dispersa em um conjunto diversificado de nações.

Figura 5.10 - Comportamento Típico da Estocagem de Gás Natural na Europa

Fonte: IGU, 2012b.

Figura 5.11 - Relação Capacidade de Estocagem em m³ por país – Europa

Fonte: IGU, 2012b.

Outra medida tomada no mercado europeu para lidar com as diferenças de suas sazonalidades são os terminais de GNL. A Figura 5.12 mostra a distribuição dos terminais na região, cuja análise indica que há diversos terminais em operação e muitos sendo construída e/ou em planejamento, dada evolução mundial deste mercado e suas flexibilidades.

Figura 5.12 - Terminais de importação de GNL – Europa

Fonte: CERA (2010) apud IGU (2012b).

Além disso, verifica-se, no mercado europeu, um ambiente com bastante liquidez, sobretudo na comercialização spot, a qual gera sinais de preço que ajustam a demanda industrial e a de

geração termoeétrica à realidade do balanço de gás. Também se observa a contratação de papéis de futuro e a negociação de opções de gás natural com certa frequência, como mecanismos de auxílio a gestão industrial.²⁶

5.3 Estados Unidos

Nos Estados Unidos, observa-se o mercado gasífero mais maduro do mundo. Apenas para ilustrar, a Figura 5.13 mostra uma comparação entre os mercados norte-americano e o brasileiro. Nota-se que, em número de agentes participantes ou em extensão da infraestrutura, o mercado americano é bastante superior ao brasileiro. Em particular, no que tange à comercialização, verifica-se a diversidade de atores que conferem grande liquidez ao mercado americano. Este pelo elevado número de agentes comerciais contrasta diretamente com a ausência dessa figura no mercado nacional.

Figura 5.13 - Comparação de Mercados de Gás Natural Brasileiro versus Americano.

Fonte: Elaboração Própria; EIA, 2012; ANP, 2012; EIA, 2013.

Essa característica de mercado líquido e dinâmico em um ambiente onde a precificação do gás segue mais de perto o resultado do balanço oferta e procura. Desde o avanço mais acelerado da produção de gás de folhelhos (shale gas), a partir de meados dos anos 2000, a EIA

Global Insight, 2005. Role of Demand Side Response (DSR) in Balancing the Gas Market in Winter 2005/06

(2013), tem registrado um importante fator de pressão nos preços. A Figura 5.14 exibe uma comparação entre a evolução dos preços no mercado americano e a produção de gás natural no mesmo período. Nota-se que a tendência de longo prazo só é interrompida em eventos que criam rupturas significativas na disponibilidade da produção, como nos desastres naturais (Furacões Katrina, Gustave e Ike; Freezes-offs²⁷). Por outro lado, a recessão econômica iniciada em 2008 contribuiu para um verdadeiro colapso nos preços entre maio/2008 e maio/2009.

Figura 5.14 - produção mensal de Gás Nos EUA e Preço Mercado Spot (Henry Hub)

Fonte: EIA, 2013.

Ainda com relação à oferta, o mercado americano passou por uma grande revolução estrutural, propiciada pelo advento da produção de gás não convencional. Assim, a partir de quase uma década e meia de estagnação, a dita revolução trouxe um incremento da ordem de 35% na produção americana de gás entre 2005 e 2012 (veja a Fig. 5.15).

²⁷ Congelamento dos poços produtores.

Figura 5.15 - Evolução da Produção de Gás Natural nos EUA (1990-2012).

Fonte: IEA, 2013.

Por outro lado, segundo IEA (2011) e YERGIN (2011), a demanda norte-americana de gás natural é influenciada por fatores climáticos, assim como a sazonalidade das temperaturas, os quais exercem papel fundamental na evolução do consumo. A partir da observação da Figura 5.16, verifica-se que a demanda americana é bastante sazonal e tem dois picos em cada ano. O primeiro deles, mais proeminente, ocorre no inverno entre os meses de outubro e maio, período em que as menores temperaturas no Hemisfério Norte induzem um incremento no consumo de gás natural para atender às demandas dos equipamentos de calefação. Nota-se um segundo pico, bem menos intenso, entre os meses de junho e agosto, quando o consumo de eletricidade no sistema americano também cresce. Este fenômeno ocorre em função do intenso uso de eletricidade em condicionares de ar. A eletricidade é, parcialmente, gerada também a partir de termelétricas movidas a gás natural.

Figura 5.16 - Consumo Mensal de Gás Natural nos EUA (2001/13)

Fonte: EIA.

Para equalização destas variações sazonais, assim como no mercado norte-americano, o intenso uso de instalações para armazenagem de gás natural, conforme ilustra a Figura 5.17. Tal prática se deve, primeiramente, à disponibilidade de formações geológicas adequadas, além do dinamismo nos sistemas de precificação e regulação.

Figura 5.17 - Evolução do Consumo de Gás Natural nos EUA versus a Produção

Fonte: API, 2006.

Outro aspecto importante que corrobora para a flexibilização do mercado gasífero norte-americano é a grande liquidez proporcionada pelo mercado spot e financeiro. A Figura 5.18 exibe o volume de papéis negociados no ambiente de mercado de contratos futuros. Verifica-se que o se chegou a negociar 25 milhões de contratos em 2002, ressaltando a liquidez e o dinamismo deste mercado. Essa característica de mercado líquido faz com que as sazonalidades descritas anteriormente sejam absorvidas em preços que, por sua vez, criam um ajuste natural entre a oferta e a procura.

Figura 5.18 - Número de Contratos do Mercado de Energia negociados por ano (1990-2005)

Fonte: API, 2006.

No decorrer deste Capítulo, ficou evidente, nos tópicos abordados, a necessidade de equalização de comportamentos sazonais no consumo de gás natural, onde o fator climático é o indutor prioritário. Entretanto, a evolução destes mercados criou um ambiente em que houve a integração dos consumos, harmoniosamente ou não.

Em uma primeira linha, verificou-se que, na Europa e nos Estados Unidos, foram criados mercados dinâmicos e maduros, onde são empregados mecanismos como a estocagem, o controle pela produção e, principalmente, a sinalização através dos preços do gás. Este último, como agente catalisador da flexibilização do consumo industrial.

Por outro lado, em uma segunda linha de evolução ocorrida nos últimos anos pelo intenso intervencionismo do governo, verifica-se a Argentina que, inicialmente empregava ferramentas criativas para a harmonização dos mercados como contratos interruptíveis e até mesmo o ajuste da produção. Mas, nos últimos anos, marcada pela flexibilização impositiva do consumo industrial, através do uso de restrição no fornecimento de gás.

Logo, tais exemplos demonstram práticas utilizadas em outros países que podem servir de inspiração para a maior harmonização dos mercados elétrico e industrial de gás natural no Brasil. Além disso, fica claro que esta tarefa passa por flexibilidades na oferta deste insumo energético e, sobretudo, na capacidade de absorção das variações provenientes do balanço do mercado pelo consumo industrial. Este tema será abordado no Capítulo 6.

6 A FLEXIBILIDADE DO CONSUMO INDUSTRIAL – BARREIRAS E OPORTUNIDADES

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN, 2013), o setor industrial representou cerca de 20% do PIB brasileiro gerado em 2012. Adicionalmente, segundo a mesma fonte, o consumo de energia do setor foi responsável por 38% de toda a energia consumida no Brasil, cuja evolução histórica da distribuição por fonte é ilustrada na Figura 6.1.

Figura 6.1 - Estrutura do Consumo de Energia no Setor Industrial

Fonte: BEN, 2013.

Além dos cinco principais energéticos utilizados pelas indústrias, nota-se o intenso uso de “outros energéticos”, os quais correspondem a óleos e outros insumos provenientes dos processos produtivos (como gases e líquidos residuais, que, geralmente, contêm custos baixos e carecem de desenvolvimento de mercado – inflexíveis de consumo).

Esse quadro também corrobora para a afirmação de que o gás natural, em situações de viabilidade de acesso, custo atrativo, pode ser usado em substituição de outros energéticos. Assim, a indústria pode gerar demandas temporárias de gás e absorver parcialmente as oscilações sazonais da oferta.

A seguir, apresenta-se uma análise sucinta da flexibilidade do consumo de energia em alguns segmentos que compõem o setor industrial brasileiro

6.1 Indústria de Cimento

O consumo de energia no setor da indústria de cimento é caracterizado pelo uso intensivo de energia térmica no aquecimento do clínquer, matéria principal desta cadeia industrial. Segundo COSTA (2013), o setor cimenteiro apresenta característica única de flexibilidade de uso de insumos energéticos. O autor aponta que, durante as décadas de 1970, 1980 e 1990, este setor, buscando a redução e aumento de sua competitividade, implantou uma série de flexibilidades em seus processos produtivos, adequando-se ao uso de diversos insumos energéticos em sua matriz (conforme ilustra a Figura 6.2).

Um traço característico deste setor é que, em poucas décadas, consegue implementar dramáticas transformações em seu perfil de consumo energético, revelando um baixo custo de oportunidade para substituição. Este ambiente permite a inserção do gás natural possível, no entanto, em situações de preços bem particulares, menos favoráveis à indústria do gás.

Figura 6.2 - Evolução da Matriz Energética da Indústria de Cimento no Brasil

Fonte: BEN, 2013.

6.2 Indústria de Ferro Gusa e Aço

De acordo com o BEN (2013), o consumo energético da indústria de Ferro-Gusa e Aço atingiu 19% do total da energia consumida na indústria. Este segmento da indústria representa uma parte relevante do consumo energético industrial. Sua matriz é composta majoritariamente por coque de carvão mineral, seguido por carvão vegetal, gás de coqueria, gás natural e outros (vide Figura 6.3). Nesses consumos registram-se os de carvão para fins de matéria-prima (metalúrgico) e de energia vapor.

Figura 6.3 - Estrutura do Consumo no Setor Ferro e Aço

Fonte: BEN, 2013.

No que tange à flexibilidade de consumo de energia, COSTA (2013) relata que, quando comparado à indústria cimenteira, o segmento de Ferro e Aço apresenta pouca intercambialidade de energéticos. No entanto, o autor infere que existe potencial de substituição parcial do consumo de óleo combustível por coque metalúrgico e carvão vegetal. O primeiro já tem seu consumo bastante limitado na indústria. Os dois últimos, devido à sua intensa utilização como agentes reductores nos altos-fornos, podem, apresentar volumes substituíveis relevantes, os quais podem ser substituídos pelo gás natural.

6.3 Indústria Química

Ainda, segundo COSTA (2013), a indústria química destaca pelo intenso uso de energia térmica em seus processos, destacando-se o consumo de combustíveis para a geração de vapor, o qual é a ser utilizado nos processos químicos. A Figura 6.4 mostra a evolução do consumo de energéticos no setor. Verifica-se o crescente uso de gás natural, eletricidade e outros (contemplando combustíveis residuais integrados dos processos produtivos).

O processo petroquímico, integrante deste segmento, como diferencial em sua cadeia produtiva, a intensa produção de correntes com significativo poder calorífico, através do craqueamento da nafta. Tais correntes, quando destinadas ao mercado, são utilizadas como insumo energético. Dessa forma, a flexibilidade da matriz energética petroquímica é bastante significativa, sendo uma cadeia produtiva relevante em respeito ao potencial de substituição de energéticos.

Figura 6.4 - Estrutura do Consumo no Setor Química

Fonte: BEN, 2013.

6.4 Indústria de Ferro-Ligas

O segmento de ferro-ligas é caracterizado por sua representatividade no consumo industrial de energia, contribuindo com apenas 2% total. Além disso, sua matriz de consumo de energia é marcada pelo intenso uso de energia elétrica. Tal característica, segundo COSTA (2013), deve-se a natureza dos processos deste segmento industrial, os quais utilizam matéria-prima de alto valor agregado e buscam a melhoria das propriedades do aço. Por outro lado, o autor relata que há pouca flexibilidade de consumo de gás natural nas etapas do processo, por exemplo, no pré-aquecimento pré-redução, tudo em pequena escala.

6.5 Indústria de Mineração e Pelotização

Conforme ilustra a Figura 6.5, o consumo de energia na indústria da mineração é caracterizado pelo uso majoritário de outras fontes (48%), seguido por energia elétrica (30%), gás natural (21%) e óleo combustível (6%). COSTA (2013), aponta que a utilização de energia elétrica se destina, sobretudo, para a geração de força motriz. O autor relata que a aplicação de gás natural e óleo combustível ocorre em sistemas de aquecimento direto, com flexibilidades de substituição.

Figura 6.5 - Consumo de Energia - Mineração e Pelotização (2012)

Fonte: BEN 2013.

6.6 Não Ferrosos e Outros da Metalurgia

Com participação de 8% no consumo total da indústria, o segmento dos Não-ferrosos e outros da Metalurgia possui como principais insumos energéticos a eletricidade (47%), seguida pelo óleo combustível (17%), coque mineral e de carvão (15%), gás natural (11%) e derivados do petróleo (10%).

Este segmento se divide entre a indústria do Alumínio e a cadeia de metais não ferrosos como: cobre, cromo, zinco, chumbo, antimônio, magnésio, titânio e suas ligas. A indústria do alumínio é caracterizada pelo caráter eletrointensivo, principalmente na cadeia primária de beneficiamento da bauxita. Já a cadeia de não-ferrosos, segundo relata COSTA (2013), possui elevado potencial de substituição de eletrotermia se seus processos. No entanto, tal flexibilidade só é possível através de investimentos e readequações de processos. Dessa forma, verifica-se que a flexibilidade de consumo de gás natural neste segmento é limitada.

Figura 6.6 - Consumo de Energia - Não-Ferroso e Outros da Metalurgia (2012)

Fonte: BEN, 2013.

6.7 Indústria Têxtil

Em 2012, a participação da indústria têxtil no consumo de energia da indústria foi de apenas 1%, sendo majoritariamente composto por eletricidade (59%), seguido por gás natural (28%), e o restante (lenha, óleo diesel, óleo combustível e GLP) totalizando 13%, conforme representado na Figura 6.7. Dada sua pouca relevância, a avaliação do papel desse setor no

tema da dissertação fica restrita. Resume-se apenas a composição da matriz de energéticos.

Figura 6.7 - Consumo de Energia - Indústria Têxtil (2012)

Fonte: BEN, 2013.

6.8 Alimentos e Bebidas

O segmento de alimentos e bebidas destaca-se como o maior consumo dentro do setor industrial, totalizando, em 2012, 27% de toda a energia consumida pela indústria. A distribuição deste montante é majoritariamente composta pelo bagaço (74%) – consumido essencialmente nas usinas de açúcar e álcool, no restante deste segmento – eletricidade (10%), lenha (10%), gás natural (3%), outras (2%) e óleo combustível (1%).

No que tange à sua flexibilidade do consumo energético verifica-se que, excluindo as usinas sucroalcooleiras, que têm uma abundante disponibilidade de bagaço, o segmento possui uma série de cadeias industriais, as quais empregam uma gama de combustíveis para secagem, cocção e esterilização de embalagens. Tais aplicações permitem o uso da lenha, como energético escolhido, sobretudo em empresas de pequeno porte. No entanto, verifica-se um crescente potencial futuro de uso do gás em substituição à lenha, dado o avanço na regulamentação de manejo, corte e queima de madeira

Figura 6.8 - Consumo de Energia - Alimentos e Bebidas

Fonte: BEN, 2013.

6.9 Papel e Celulose

Em 2012, o segmento de Papel e Celulose foi responsável por cerca de 11% do consumo total de energia da indústria. A Figura 6.9 ilustra a distribuição do consumo energético deste segmento. Verifica-se que o insumo energético maior é a lixívia (46%), seguida por eletricidade (17%), lenha (15%), outras recuperações (6%), gás natural (7%), óleo combustível (3%) e GLP (1%), óleo diesel (1%) e vapor (1%).

Segundo COSTA (2013), o emprego da energia neste segmento se dá, essencialmente, na produção de vapor em unidades de cogeração utilizando lixívia, resíduo do processo produtivo, como principal insumo.

Figura 6.9 - Consumo de Energia - Papel e Celulose (2012)

Fonte: BEN, 2013.

6.10 Cerâmica

A indústria de cerâmica apresentou, em 2012, 5% de contribuição para o consumo total de energia da indústria. A distribuição deste consumo é ilustrada na Figura 6.10, na qual se observa a predominância do uso lenha (51%), seguida por gás natural (27%) eletricidade (8%) e outros combustíveis (14%).

Figura 6.10 - Consumo de Energia - Cerâmica (2012)

Fonte: BEN, 2013.

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
IEE**

HENRIQUE SONJA PEREIRA PENHA

**REFLEXÕES CRÍTICAS E CONTRIBUIÇÕES PARA
APRIMORAMENTO DA COMPLEMENTARIEDADE DOS CONSUMOS
TERMELÉTRICO E INDUSTRIAL DE GÁS NATURAL**

SÃO PAULO

2014