



Lilian Alves Martins

**Dimensionamento de uma estocagem de gás natural sob
incerteza de demanda e preço de GNL**

Dissertação de Mestrado (Opção profissional)

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof. Alexandre Street de Aguiar

Rio de Janeiro
Dezembro de 2012



Lilian Alves Martins

**Dimensionamento de uma estocagem de gás natural sob
incerteza de demanda e preço de GNL**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção de grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão examinadora abaixo assinada.

Prof. Alexandre Street de Aguiar

Orientador e Presidente
Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Prof. Silvio Hamacher

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Luiz Augusto Nóbrega Barroso

PSR Consultoria

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 20 de dezembro de 2012

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Lilian Alves Martins

Graduou-se em Engenharia Mecatrônica pela PUC Minas em 1999, tendo recebido o título de Mestre em Metrologia pela PUC-Rio em 2005. Trabalha na Petrobras desde 2001, tendo atuado desde então na área de logística de gás natural e energia.

Ficha Catalográfica

Martins, Lilian Alves

Dimensionamento de uma estocagem de gás natural sob incerteza de demanda e preço de GNL / Lilian Alves Martins ; orientador: Alexandre Street. – 2012.

140 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2012.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Estocagem. 3. Gás natural. 4. Logística. 5. Planejamento. 6. Suprimento. 7. Demanda. 8. Termelétrica. 9. GNL. 10. CVaR. I. Street, Alexandre. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. III. Título.

CDD: 658.5

Dedico este trabalho aos meus pais.

Agradecimentos

À minha família, meu porto seguro, por todas as palavras e gestos de amor, carinho e incentivo. Pelos abraços, beijos e momentos de alegria. Agradeço em especial à Juana, Leila e Olívia. Percorrer este caminho - e muitos outros - com vocês é um privilégio.

À minha família do trabalho, amigos e mentores, pelo exemplo precioso, permanente e incansável de profissionalismo, ética, isenção e competência. Pelo companheirismo e as boas risadas. Pela compreensão nos momentos difíceis. Um agradecimento especial a Abramant, Álvaro, Denilton, Diórgenes, Edgard e Victor. A ordem é alfabética, no coração estão todos juntos.

Ao meu orientador, Alexandre Street, por ter me acolhido e orientado de forma objetiva, clara, detalhada, entusiasmada, lúcida e serena, tornando leve esta jornada de intenso aprendizado.

Aos colegas do labMAD, em particular Bruno e Alexandre, pela ajuda preciosa que rendeu conhecimento e poupou tempo.

Por fim, agradeço à Petrobras pelo tempo e recursos cedidos para que eu pudesse ter participado deste mestrado.

Resumo

Martins, Lilian Alves; Aguiar, Alexandre Street (Orientador). **Dimensionamento de uma estocagem de gás natural sob incerteza de demanda e preço de GNL**. Rio de Janeiro 2012, 140p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

No Brasil, a demanda de gás natural possui um comportamento estocástico devido ao consumo das usinas termelétricas, as quais operam em regime de complementariedade ao sistema hidrelétrico. O suprimento de gás natural para estas usinas depende em grande parte do fornecimento de Gás Natural Liquefeito (GNL) *spot*, importado através de navios metaneiros. Em função do tempo de trânsito dos navios, as compras de GNL devem ocorrer com antecedência em relação ao despacho hidrotérmico. Este descasamento de tempo incentiva a utilização de mecanismos de compatibilização da dinâmica do setor elétrico com a dinâmica da cadeia do gás natural. Uma possibilidade de aumentar a sinergia entre estes domínios é utilizar uma estocagem de gás natural para inserir flexibilidade no sistema. A viabilidade da estocagem dependerá do preço do gás e da demanda ao longo do horizonte de análise. O objetivo deste trabalho é a construção de um modelo de programação linear para dimensionar a capacidade de uma estocagem de gás natural sob incerteza de demanda e de preço de GNL. O modelo apresentado é um híbrido de otimização estocástica, construído para considerar a incerteza do consumo de gás, com otimização robusta, construído para levar em conta a incerteza relacionada aos preços do GNL. O modelo caracteriza o perfil de risco do supridor de gás natural pela utilização do *Conditional Value-at-Risk (CVaR)* e utiliza um critério de segurança que reproduz um processo de suprimento avesso a risco de déficit. Ao final do trabalho é apresentado um estudo de caso hipotético, utilizando dados públicos do setor elétrico e de gás natural, para avaliar a implantação da estocagem para 2.000 cenários de demanda e patamares distintos de robustez à variação do preço do GNL.

Palavras-chave

Estocagem; gás natural; logística; planejamento; suprimento; demanda; termelétrica; GNL; *CVaR*; modelo; otimização; estocástica; robusta; robustez; incerteza; decisão sob incerteza; risco.

Abstract

Martins, Lilian Alves; Aguiar, Alexandre Street (Advisor). **Sizing of a natural gas storage under demand and price uncertainty**. Rio de Janeiro 2012, 140p. MSc Dissertation – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In Brazil, natural gas demand has stochastic behavior since gas-fired power plants operate in conjunction with the hydroelectric system. Natural gas supply to these plants relies upon Liquefied Natural Gas (LNG), imported through cryogenic ships. LNG acquisitions must occur before the natural gas demand is known because of the time of displacement of the ships. This lack of synchronism stimulates the use of harmonizing mechanisms between the electric sector and the natural gas sector. In this context, natural gas storage could be used to introduce flexibility into the system and increase synergy between natural gas supply and demand dynamics. However, the economic performance of the storage will depend on actual gas prices and demand behavior during the period of analysis. This study aims to construct a linear programming model to determine the size of a natural gas storage under demand and LNG price uncertainty. The model is a hybrid of a stochastic optimization algorithm – developed to consider gas demand uncertainty – and a robust optimization algorithm – built to take into account LNG price uncertainty. A convex combination between *Conditional Value-at-Risk (CVaR)* and expected value is also used to indicate the supplier risk profile as well as a security criterion, introduced to represent a deficit-averse supply process. At the end, a hypothetical case is presented to evaluate the implementation of a natural gas storage. The case presented uses public data from the Brazilian electric and gas natural sectors and considers 2.000 demand scenarios and various levels of robustness to LNG price variation.

Keywords

Storage, natural gás; logistics; planning; supply; demand; thermoelectric power plant; LNG; CVaR; model; optimization; stochastic; robust; robustness; uncertainty; decision under uncertainty; risk.

Sumário

1	Introdução	14
1.1.	Histórico	14
1.2.	Cadeia de suprimento de gás natural	18
1.3.	Planejamento e operação do sistema elétrico	24
1.4.	Planejamento e operação do sistema de gás natural	26
1.5.	Motivação	36
1.6.	Objetivo	37
1.7.	Contribuição	37
1.8.	Organização da dissertação	38
2	Otimização sob incerteza	39
2.1.	Otimização Robusta	42
2.2.	Otimização estocástica	47
2.2.1.	Medidas de Risco	49
2.2.2.	Medidas Coerentes de Risco	52
3	Estocagem de gás natural	57
3.1.	Principais Características	61
3.2.	Campos depletados	62
3.3.	Aquíferos	64
3.4.	Cavernas de Sal	65
3.5.	Outros tipos de armazenamento de gás natural	66
4	Modelagem matemática	69
4.1.	Função objetivo	70
4.1.1.	Custo de suprimento das ofertas convencionais	71
4.1.2.	Custo de suprimento de GNL via otimização robusta	73
4.1.3.	Custo de estocagem de GNL em navios criogênicos	76
4.1.4.	Custo de investimento da estocagem de gás	78
4.2.	Restrições do modelo	78
4.2.1.	Balanço de oferta e demanda de gás natural	78

4.2.2. Dinâmica de suprimento	81
4.2.3. Evolução do volume de gás armazenado na estocagem	84
4.2.4. Evolução do volume de GNL armazenado em navios criogênicos	87
4.3. Modelagem completa	91
5 Estudo de Caso	99
5.1. Parâmetros do modelo	100
5.2. Oferta e demanda não-térmica de gás natural	101
5.3. Demanda termelétrica de gás natural	103
5.4. Projeções de preços	106
5.5. Metodologia	108
5.6. Resultados	109
5.6.1. Estudo do parâmetro λ	110
5.6.2. Caso Base	111
5.6.3. Sensibilidade à sazonalidade de preços	120
5.6.4. Sensibilidade à disponibilidade de gás nacional	121
5.6.5. Sensibilidade ao critério de segurança para compras de GNL	123
5.6.6. Sensibilidade à exportação de GNL	126
6 Conclusões	128
6.1. Trabalhos futuros	131
7 Referências bibliográficas	132

Lista de Figuras

Figura 1 – Consumo de gás natural no Brasil de 1970 a 2010.....	15
Figura 2 - Demanda de gás natural no Brasil.....	17
Figura 3 – Capacidade de geração de energia elétrica do Brasil.....	18
Figura 4 – Produção de gás natural no país (sem Região Norte)	19
Figura 5 – Oferta de gás natural para a malha interligada de gasodutos em 2012 (exclui região Norte).....	20
Figura 6 – Rede de gasodutos de transporte do Brasil.	21
Figura 7 – Evolução da rede de gasodutos no Brasil.....	22
Figura 8 – Histórico recente de consumo de gás natural.....	23
Figura 9 - <i>Tradeoff</i> do uso da água no presente e futuro.....	25
Figura 10 – Suprimento otimizado ao custo mínimo em um sistema sem estocagem de gás natural.....	27
Figura 11 – Geração a gás natural e consumo de GNL.....	28
Figura 12 – Árvore de decisão despacho hidrotérmico x suprimento de GNL.....	31
Figura 13 – Preço do gás natural em diferentes regiões do mundo.....	35
Figura 14 – Preço internacional do GNL <i>spot</i>	35
Figura 15 - Esquemático do balanço de oferta e demanda de gás natural.....	39
Figura 16 – <i>Value at Risk</i>	51
Figura 17 – <i>Conditional Value at Risk</i>	52
Figura 18 – Capacidade de armazenamento de gás natural nos EUA.....	57
Figura 19 – Perfil de uso da estocagem de gás natural para compatibilizar variações sazonais.	58
Figura 20 - Histórico do nível total de estocagem de gás natural nos EUA.....	59
Figura 21 - Estocagem de gás natural em campos depletados.	63
Figura 22 - Estocagem de gás natural em aquífero.	64
Figura 23 – Estocagem de gás natural em cavernas de sal.....	65

Figura 24 – Representação do balanço de oferta e demanda de gás natural.....	79
Figura 25 – Projeção do balanço de oferta e demanda de gás natural.....	101
Figura 26 – Projeção da produção de petróleo 2016-2020.....	102
Figura 27 – Oferta estimada de gás associado e não-associado ao mercado.....	103
Figura 28 – Intervalo de confiança das séries de demanda de gás natural utilizadas no modelo.....	105
Figura 29 - Curva de Permanência da Demanda de Gás Natural.....	105
Figura 30 – Projeção do petróleo segundo o Annual Energy Outlook 2012.....	106
Figura 31 – Projeção do preço das ofertas de gás natural estimada com base na curva EIA-Referência sazonalizada.....	107
Figura 32 - Custo de afretamento estimado com base na curva EIA-Referência sazonalizada.....	108
Figura 33 – Estudo do parâmetro λ	110
Figura 34 - Capacidade ótima da estocagem em função do parâmetro K (Caso Base e Caso B).....	112
Figura 35 – Valor esperado das quantidades de GNL comercializadas (Caso A).....	113
Figura 36 – Uso das ofertas de gás para atendimento do cenário de demanda 846 (Caso A com $K = 0$).....	114
Figura 37 – Volume armazenado de GNL em navios metaneiros para o Caso A com $K = 0$	115
Figura 38 – Valor esperado da compra de GNL e delta preço do GNL (Caso A com $K = 6$).....	116
Figura 39 – Quantidades comercializadas de GNL para o Caso A com $K = 6$	117
Figura 40 – Volume armazenado de GNL em navios metaneiros para o Caso A com $K = 6$	118
Figura 41 – Volume de gás armazenado na estocagem de gás no Caso A com $K = 6$	118
Figura 42 - Valor esperado da compra de GNL e delta preço do GNL (Caso A com $K = 12$).....	119

Figura 43 – Capacidade de armazenamento ótima da estocagem em função do parâmetro K .	121
Figura 44 – Uso das ofertas de gás no cenário de demanda $s = 846$ do Caso C com $K = 6$.	122
Figura 45 - Valor esperado da compra de GNL e delta preço do GNL (Caso C com $K = 6$).	123
Figura 46 - Capacidade de armazenamento ótima da estocagem em função do parâmetro K .	124
Figura 47 – Quantidades comercializadas de GNL (Caso D com $K = 6$).	125
Figura 48 - Capacidade de armazenamento ótima da estocagem em função do parâmetro K .	126

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Usinas a gás natural despachadas pelo ONS.	24
Tabela 2 – Capacidade útil de cada tipo de estocagem.	61
Tabela 3 – Valores de projetos de estocagem nos Estados Unidos.	62
Tabela 4 – Tempo de processamento das simulações do Caso Base.	100
Tabela 5 – Dados das usinas termelétricas a gás natural.	104
Tabela 6 – Casos Simulados.	109
Tabela 7 – Capacidade ótima da estocagem de gás natural para os casos simulados.	128

1 Introdução

1.1. Histórico

Os primeiros registros da produção e utilização do gás natural no Brasil fazem referência ao aproveitamento das jazidas do Recôncavo Baiano na década de 1940 [1]. A partir de então, durante quatro décadas, o crescimento foi esporádico e limitado a essa região.

Com as descobertas na Bacia de Campos na década de 1980, a malha de gasodutos começou a ser expandida, interligando as produções existentes, espalhadas ao longo do litoral das Regiões Nordeste e Sudeste, aos mercados mais próximos. Assim, configuraram-se quatro sistemas: dois na região Nordeste, um no Espírito Santo e outro nos demais estados do Sudeste. Junto com a expansão da produção e infra-estrutura, observou-se um crescimento mais intenso do mercado de gás.

Além da produção na Bacia de Campos, outro marco importante para o mercado de gás natural foi a entrada em operação do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) em 1999 [2], que deu início ao fornecimento de gás importado e que possibilitou alcançar novos mercados na Região Sul, oeste e sul paulistas e no Mato Grosso do Sul.

Em 2009 ocorreu a entrada em operação de dois terminais de importação de GNL (Gás Natural Liquefeito), um no Pecém, CE, com capacidade para regaseificar até 7 milhões de m³/dia, e outro na Baía de Guanabara, RJ, com capacidade para regaseificar até 14 milhões de m³/dia de gás natural. Um ano mais tarde, as malhas de gasodutos do Sudeste e do Nordeste foram interligadas com a conclusão do Gasoduto de Integração Sudeste-Nordeste (Gasene) que integrou mercados regionais, potencializando o aproveitamento das ofertas nacional e importada.

Além dos gasodutos pertencentes à malha interligada¹, cabe citar o gasoduto Urucu-Manaus, no Amazonas, que leva gás produzido pelo Pólo de Urucu à capital do estado. Há, ainda, o gasoduto Lateral Cuiabá que interliga o lado boliviano do Gasbol à Cuiabá, MT, e o trecho de 25 km ligando Paso de los Libres, na fronteira Brasil-Argentina, à cidade de Uruguaiana, RS [3].

O aumento da infraestrutura de escoamento, o alcance a novos mercados, o aumento da produção nacional de petróleo e as importações de gás boliviano e GNL contribuíram para a consolidação da demanda por este energético. O crescimento da demanda pode ser observado na Figura 1.

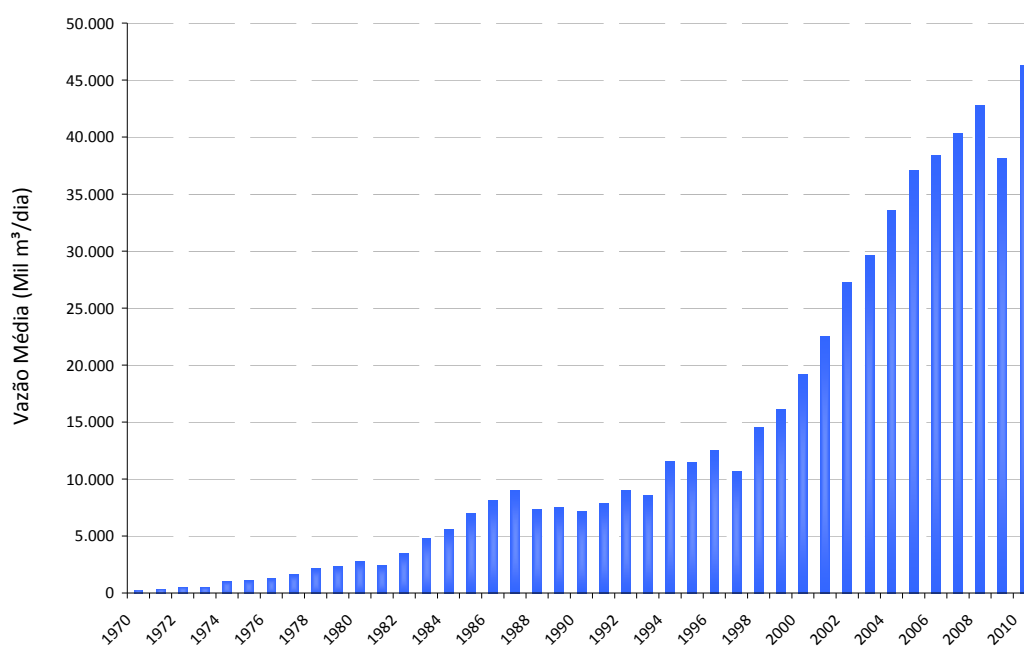


Figura 1 – Consumo de gás natural no Brasil de 1970 a 2010. Fonte: MME [125].

¹ Para referência do leitor, a malha de gasodutos do país é apresentada à frente, na Figura 6.

Até o início das importações de gás boliviano, a demanda de gás natural no Brasil baseava-se no uso do gás como combustível em indústrias e matéria prima em petroquímicas. Na virada do século, com o início da operação do Gasbol, houve uma mudança na natureza da demanda de gás [4].

À época, como o gás boliviano era adquirido pela Petrobras sob cláusulas de pagamento compulsório (*take or pay*) de um volume superior ao consumido, pagava-se por quantidades de gás não retiradas [5]. Esta condição incentivava a Petrobras a estimular o crescimento do mercado.

Em paralelo, independente do mercado de gás, com o progressivo deplecionamento dos reservatórios hidrelétricos observado no final da década de 90, agravado pela fraca hidrologia na estação chuvosa do início de 2001, o nível dos reservatórios das Regiões Sudeste e Nordeste atingiu aproximadamente 35% no início período seco, instaurando-se uma crise energética que forçou o governo a tomar medidas de estímulo à oferta e redução de consumo (acionamento).

Estas duas condições – gás boliviano pago e não utilizado e a necessidade de aumentar a capacidade de geração de eletricidade – motivaram o governo a incentivar a realização de projetos termelétricos a gás natural. Com este objetivo, através do Decreto no 3.371 de 24 de fevereiro de 2000, foi instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). O programa dava garantias de suprimento, mercado e financiamento aos investimentos de usinas termelétricas.

Apesar do atraso da entrada em operação comercial de várias usinas termelétricas a gás e, conseqüentemente, da sua pouca efetividade para a recuperação dos reservatórios das hidrelétricas durante a crise², a participação das termelétricas a gás na oferta interna de energia elétrica, de maneira complementar à hidroeletricidade consolidou-se de tal forma que atualmente a capacidade de geração termelétrica corresponde a aproximadamente 38.000 mil m³/dia de gás natural, equivalentes a 40% da demanda de gás natural de todo o país, como apresentado na Figura 2.

² Os reservatórios recuperaram-se pela melhora da afluência e pela severa redução de demanda.

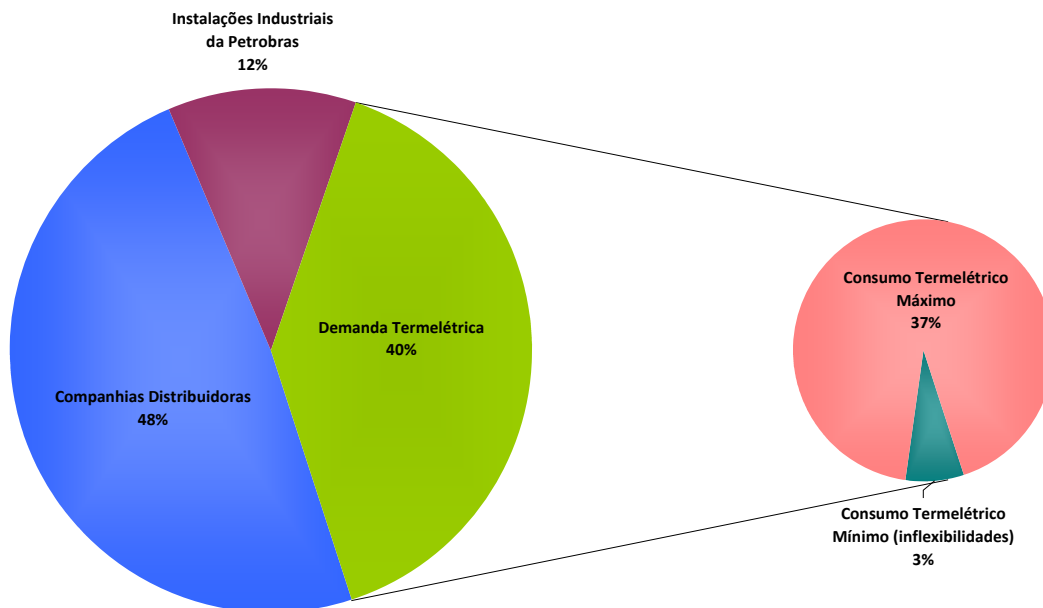


Figura 2 - Demanda de gás natural no Brasil. Fonte: MME (Nov/2011) [125].

Do ponto de vista do setor elétrico, a participação da geração termelétrica a gás natural é menos significativa, como pode ser observado na Figura 3. As usinas que respondem por 40% do consumo de gás natural representam apenas 5% da capacidade de geração disponível ao país (usinas de gás do Tipo I³).

³ As usinas do Tipo I são aquelas conectadas à rede básica de transmissão de energia elétrica ou que impactam a segurança da rede de operação. São usinas de maior potência (acima de 30 MW) e são programadas e despachadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

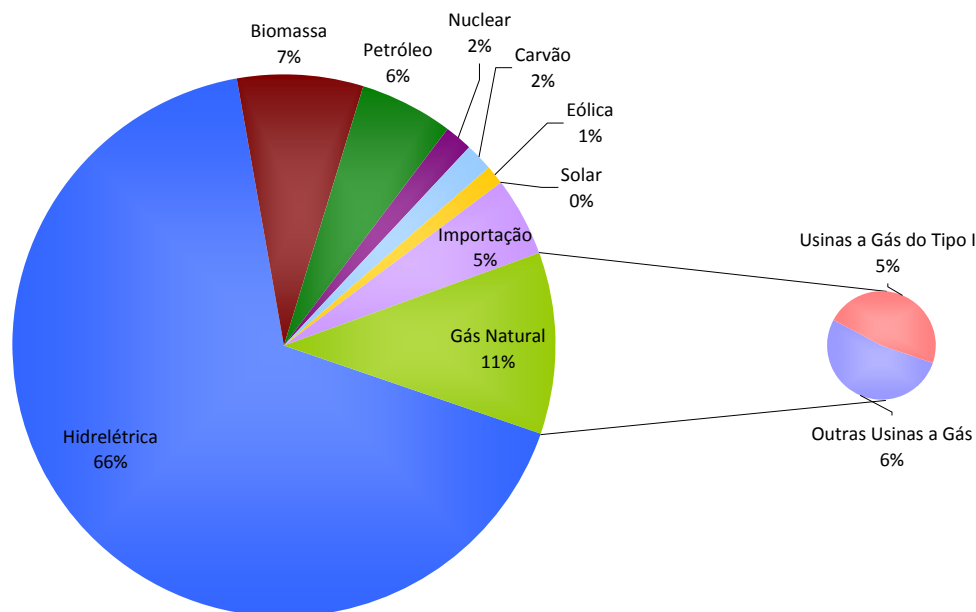


Figura 3 – Capacidade de geração de energia elétrica do Brasil. Fonte: MME (Jan/2012) [125].

1.2. Cadeia de suprimento de gás natural

A cadeia de suprimento do gás natural é composta pelos estágios presentes desde a produção até o consumo. Em geral, isto é feito por um processo contínuo através de gasodutos e, mais recentemente, também por meio de navios criogênicos para vencer distâncias intercontinentais. Com base em [6] a [8] será considerado que os processos que compõem a cadeia de gás natural podem ser classificados em quatro grupos: suprimento, transporte, estocagem e entrega ao mercado.

Segundo esta classificação, o suprimento inclui a exploração, desenvolvimento, produção e processamento do gás natural contido nas reservas petrolíferas. O transporte é o processo responsável por movimentar o gás das várias origens até os múltiplos consumidores. Este processo pode ser subdividido em dois, sendo um responsável pela movimentação de grandes quantidades de gás em alta pressão (transporte) e outro responsável pelo roteamento final até os consumidores (distribuição). A estocagem insere capacitância no sistema de forma a conciliar o perfil de oferta com o de demanda, sendo um mecanismo de otimização de custos onde há variabilidade ao longo da cadeia. O quarto processo inclui a venda e entrega aos consumidores finais.

No Brasil, o suprimento é realizado através do uso do gás proveniente das produções nacionais⁴ e da importação de gás boliviano e GNL. A oferta nacional é majoritariamente produzida pela Petrobras em campos de gás associado e não associado ao petróleo. As principais produções estão em campos *off-shore* na Região Sudeste, destacando-se a Bacia de Campos (RJ), Parque das Baleias (ES) e Bacia de Santos (SP). Na Região Nordeste, com oferta menos representativa do que a da Região Sudeste, destaca-se a produção da Bahia. O histórico de produção de gás no Brasil (exceto região Norte) pode ser visto na Figura 4.

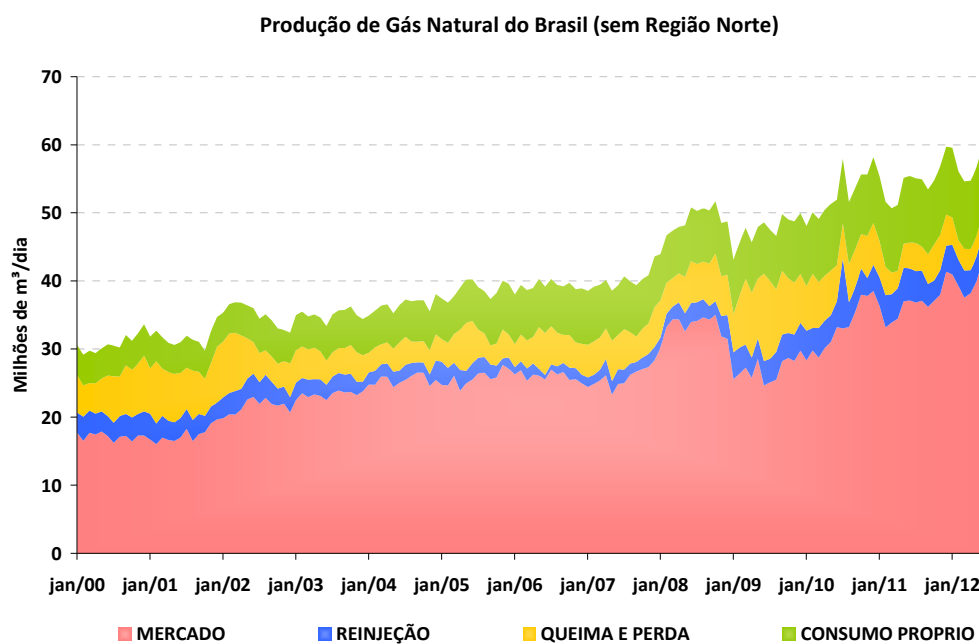


Figura 4 – Produção de gás natural no país (sem Região Norte). Fonte: ANP [120].

De todo o gás produzido – descontando-se a parcela reinjetada nos poços, o consumo nas próprias unidades de produção, as perdas e o processamento para especificação – aproximadamente 60% é disponibilizado ao mercado.

O gás boliviano é fornecido segundo as cláusulas contratuais que estabelecem, entre outras coisas, as quantidades mínimas e máximas a serem disponibilizadas e o procedimento de realização dos pedidos de gás [5]. Nesta modalidade de fornecimento há dois patamares de volumes: quantidade diária contratual base (QDCb) e quantidade diária contratual adicional (QDCa). Já as

⁴ Neste estudo não é considerado o gasoduto Urucu-Manaus (AM), tampouco as ofertas e demandas a ele conectados, pois este sistema está isolado da malha interligada aqui analisada.

compras de GNL são efetuadas no mercado *spot* e entregues através de navios criogênicos nos terminais de regaseificação existentes. As ofertas de gás em 2012 disponíveis ao mercado alcançado pela malha interligada de gasodutos são apresentadas na Figura 5.

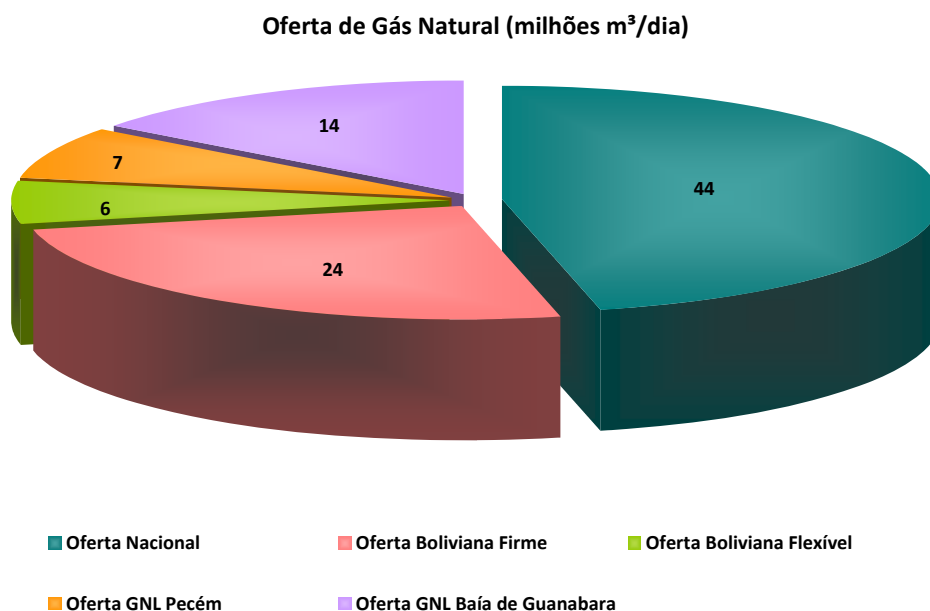


Figura 5 – Oferta de gás natural para a malha interligada de gasodutos em 2012 (exclui região Norte). Fonte: Plano de Negócios 2012-2016 da Petrobras [127].

Em geral, na indústria do gás, os pedidos são realizados com antecedência de um dia em horários pré-acordados entre as partes. Esta dinâmica funciona bem quando o fornecimento é realizado por gasodutos. Para o GNL, a negociação das compras deve ter antecedência compatível com o tempo de trânsito dos navios e com a disponibilidade de cargas (liquidez do mercado).

O elo seguinte da cadeia é o transporte, etapa responsável por interligar as ofertas de gás aos mercados consumidores⁵. A Figura 6 apresenta a rede de gasodutos de transporte do Brasil destacada na cor marrom.

⁵ Neste estudo, considerou-se que a rede de distribuição está implícita aos processos das Companhias Distribuidoras de Gás Natural as quais foram classificadas como clientes.



Figura 6 – Rede de gasodutos de transporte do Brasil. Fonte: Petrobras [127].

A evolução da malha de gasodutos foi intensa entre 2000 e 2010, tendo havido investimentos substanciais, como pode ser observado na Figura 7.

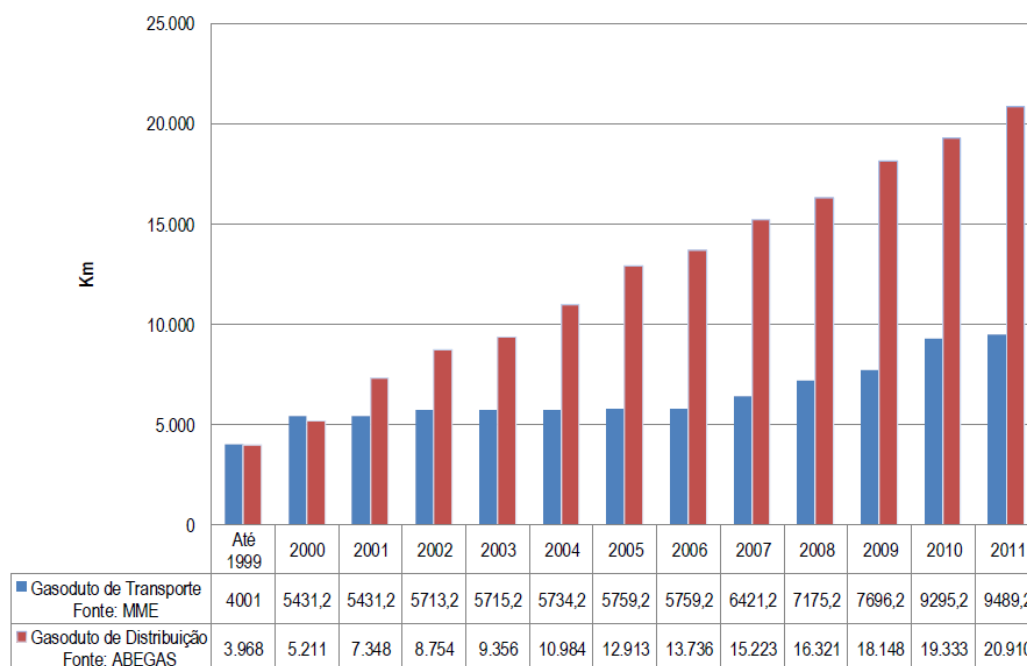


Figura 7 – Evolução da rede de gasodutos no Brasil. Fonte: MME [125].

As estocagens de gás natural são comuns nos mercados mais maduros, mas inexistem no Brasil. Estas estruturas vêm sendo utilizadas com frequência para atendimento dos mercados nos períodos de maior demanda, minimizando a necessidade de ofertas de gás adicionais e otimizando a utilização dos recursos disponíveis. Adicionalmente, estocagens próximas aos centros consumidores aumentam a confiabilidade da cadeia, pois podem compensar eventuais falhas que ocorram a montante do sistema. Também podem ser utilizadas como ferramenta de proteção de preço, pois permitem manter um lastro que assegure certa autonomia, reduzindo a exposição à volatilidade de preços do mercado. Neste estudo, a estocagem será abordada em um contexto de otimização das importações de gás ao longo de anos, com escala de tempo mensal. As estocagens de gás natural são apresentadas em maior detalhe no Capítulo 3.

A última etapa da cadeia é o mercado. No Brasil, ele pode ser dividido em dois grandes grupos: não-térmico e termelétrico. O mercado não-térmico utiliza o gás como matéria-prima petroquímica ou como combustível em indústrias, veículos, comércios e residências. Este tipo de demanda tem um comportamento estável com crescimento e sazonalidade identificáveis, favorecendo o processo de planejamento de suprimento. Já a demanda termelétrica é constituída pelo somatório dos consumos das usinas que usam gás natural como combustível. O histórico de consumo de gás natural é apresentado na Figura 8.

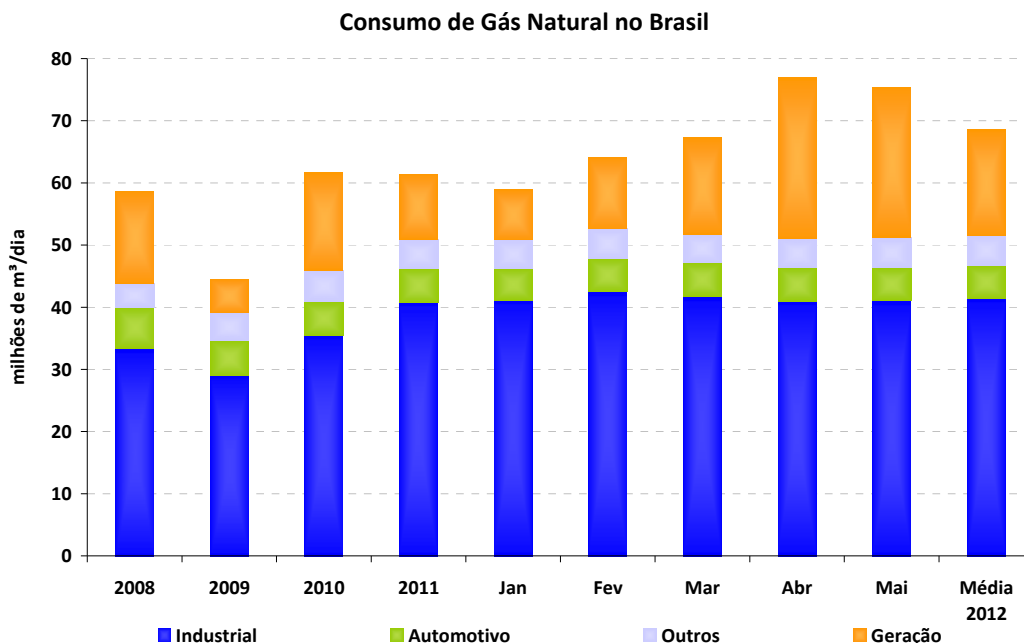


Figura 8 – Histórico recente de consumo de gás natural. Fonte: MME [125].

As usinas consomem gás quando despachadas pelo ONS ou por opção do próprio agente gerador (geração por inflexibilidade). A geração inflexível geralmente ocorre quando a usina está integrada a outros processos, fornecendo vapor de forma contínua, por exemplo. Atualmente (agosto de 2012) o consumo termelétrico inflexível no Brasil é de aproximadamente 3.000 mil m³/dia (em torno de 290 MW). A demanda termelétrica flexível corresponde ao montante de gás consumido para a geração solicitada pelo ONS, a qual pode variar de 0 a 35.000 mil m³/dia, adicionalmente ao consumo da geração inflexível. As usinas termelétricas a gás natural despachadas pelo ONS são apresentadas na Tabela 1 (dados de agosto de 2012).

Tabela 1 – Usinas⁶ a gás natural despachadas pelo ONS. Fonte: ANEEL [119] e Petrobras [127].

Usina	Compromisso de Geração (MW)	Consumo de Gás Equivalente (mil m ³ /dia)
Araucária	458	2.069
Aureliano Chaves	212	1.013
Barbosa Lima Sobrinho	374	2.192
Celso Furtado	150	1.100
Euzébio Rocha	207	1.341
Fernando Gasparian	522	2.609
Fortaleza	327	1.550
Gov. Leonel Brizola	998	5.088
Jesus Soares Pereira	285	1.960
Juiz de Fora	79	470
Linhares	204	1.100
Luis Carlos Prestes	336	2.000
Mário Lago	878	5.153
Norte Fluminense	725	3.231
Rômulo Almeida	125	800
Santa Cruz	480	2.400
Termo Ceará	219	1.433
Termo Pernambuco	494	2.150
TOTAL	7.072	37.659

A próxima seção apresenta alguns conceitos sobre o processo de despacho hidrotérmico do país.

1.3. Planejamento e operação do sistema elétrico

No Brasil, o ONS é o responsável pelo controle operacional dos elementos que compõem a rede básica de energia elétrica. Dentre suas funções, aquela que mantém uma estrita ligação com objeto deste estudo é o planejamento, programação e despacho centralizado da geração.

⁶ Compromisso a gás natural constante da Carta Compromisso entre Petrobras e ANEEL acrescido das usinas de despacho antecipado Linhares e Santa Cruz.

O sistema brasileiro é hidrotérmico com elevada capacidade de regularização (capacidade de armazenagem). A existência de reservatórios implica em um acoplamento temporal já que a geração hidrelétrica em dado instante afeta o nível armazenado para o estágio posterior.

Assim, o operador do sistema necessita definir a cada instante quanto utilizar do sistema hídrico no presente de modo a minimizar o risco de déficit e o uso de geração complementar (que representa um custo elevado para o sistema) no presente e no futuro. Assim, enquanto a maximização imediata do uso dos recursos hídricos minimiza o custo no presente, pois evita geração complementar, ela implica em um maior deplecionamento dos reservatórios, o que, por sua vez, impõe um uso maior de geração complementar logo à frente, elevando o custo futuro.

A condição ótima consiste em equilibrar o uso e a armazenagem da água de forma a minimizar ambos os custos presente e futuro. Este acoplamento entre presente e futuro é definido a partir da Função de Custo Futuro (FCF). A FCF dá informações sobre as conseqüências de uma decisão presente sobre o futuro e é construída utilizando a técnica de decomposição de Benders [9], conforme descrito em [10] e [11]. No caso do sistema elétrico brasileiro, a FCF define o valor da água no presente em função do estado de armazenamento dos reservatórios do SIN, ou seja, o *tradeoff* entre se utilizar a água no presente e no futuro, conforme Figura 9. O valor da água representa o custo de utilizar a água armazenada nos reservatórios para atender uma unidade incremental de carga e depende do impacto deste uso nos estágios futuros, em particular do incremento do custo de geração termelétrica no futuro decorrente do uso da água no presente.

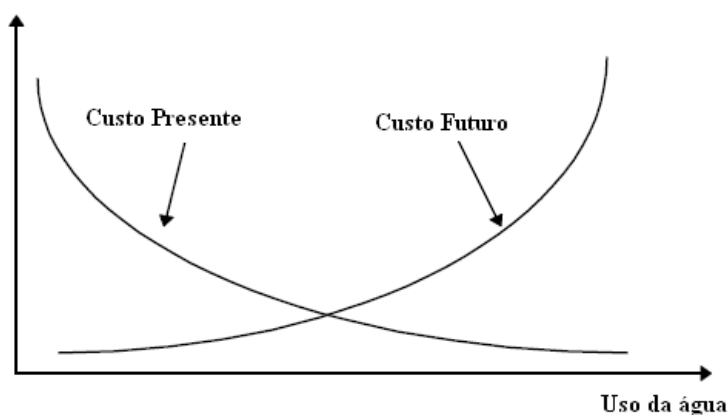


Figura 9 - *Tradeoff* do uso da água no presente e futuro (adaptado de [16]).

Uma característica inerente aos sistemas hidrelétricos com reservatórios que introduz complexidade à decisão é a incerteza sobre as afluições futuras. Uma expectativa de baixa afluição futura incentiva a preservação dos reservatórios, enquanto a expectativa oposta estimula a geração hídrica no presente. Quando previsões não se concretizam, podem ocorrer, conforme o caso, desperdícios de recursos (vertimento do excedente de água) ou uso de térmicas em uma escala maior e até déficit.

Para apoiar as decisões do ONS, é utilizada uma cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL que trata matematicamente o acoplamento temporal e a incerteza das afluições empregando um algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE ou SDDP, na sigla em inglês). A PDDE é assim definido, pois é capaz de tratar o acoplamento temporal típico de decisões em múltiplos estágios com programação dinâmica (PD), evitando a “maldição da dimensionalidade” através de aproximações sucessivas da FCF com funções analíticas via programação dual (PDD) e trata a incerteza das afluições com a utilização de cenários com probabilidade conhecida para encontrar o valor esperado do custo futuro, empregando técnicas de programação estocástica (PDDE). O modelo final, detalhado em [12] a [16], utiliza uma função que minimiza o custo total de geração, representado pelo custo presente e o valor esperado do custo futuro.

Como no processo de definição do despacho hidrotérmico há uma cadeia de eventos que se inicia nas incertezas hidrológicas, a demanda termelétrica herda este comportamento, apresentando também características estocásticas.

1.4. Planejamento e operação do sistema de gás natural

Segundo [17] o planejamento da cadeia de suprimento é uma ferramenta para otimizar produção, distribuição e estoque em uma estrutura de rede pré-definida, respondendo adequadamente às condições externas. O artigo [18] associa a distribuição à movimentação de produtos desde os produtores até os consumidores, afetando a percepção de ambos. Por este motivo, deseja-se ter um planejamento que alcance estas duas extremidades, minimizando custos e aumentando a satisfação.

Do ponto de vista de um supridor, o planejamento da alocação de gás visa definir antecipadamente a quantidade de gás a ser recebida em cada ponto de oferta de modo a atender a demanda, minimizando os custos, evitando falhas de fornecimento e respeitando os limites e requisitos operacionais, comerciais, regulatórios e legais aos quais o agente está sujeito. A aquisição das ofertas de gás para suprimento ao mínimo custo pode ser representada conforme esquema da Figura 10.

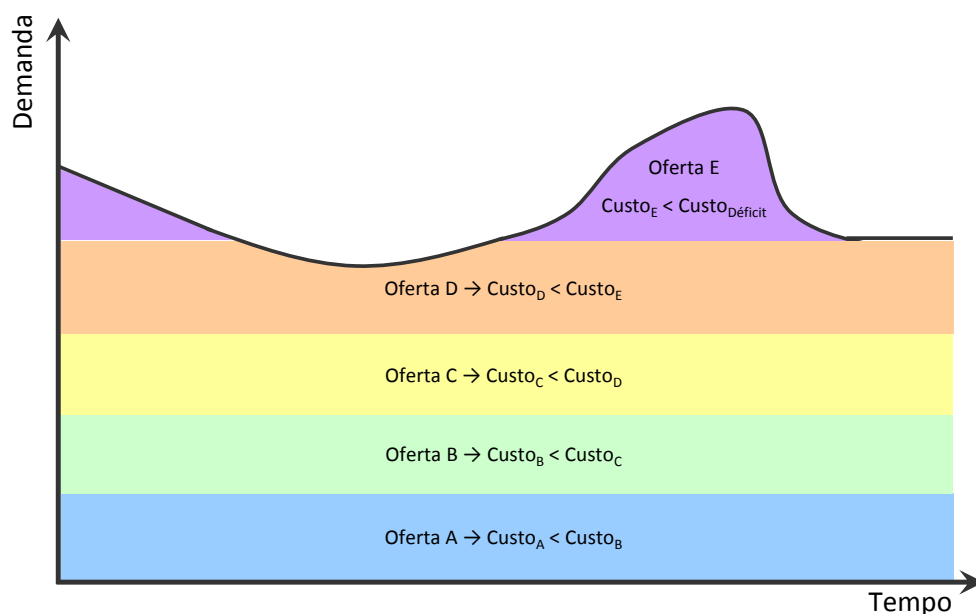


Figura 10 – Suprimento otimizado ao custo mínimo em um sistema sem estocagem de gás natural. Fonte: elaboração própria.

Como mencionado na seção anterior, em função da elevada participação da geração hidrelétrica com reservatórios, o processo de despacho hidrotérmico é influenciado pela expectativa de afluência futura nas bacias hidrográficas. Quando eventualmente as previsões de afluência se frustram, percebe-se uma modificação do despacho termelétrico. Esta condição de incerteza gera uma volatilidade que é transmitida e amplificada para a cadeia do gás natural, já que 5% da capacidade de geração elétrica corresponde a 40% da demanda total de gás natural do país, causando dificuldades para a gestão do suprimento.

Tal dificuldade torna-se ainda mais crítica porque o atendimento do mercado termelétrico está relacionado ao suprimento por GNL, conforme Figura 11.

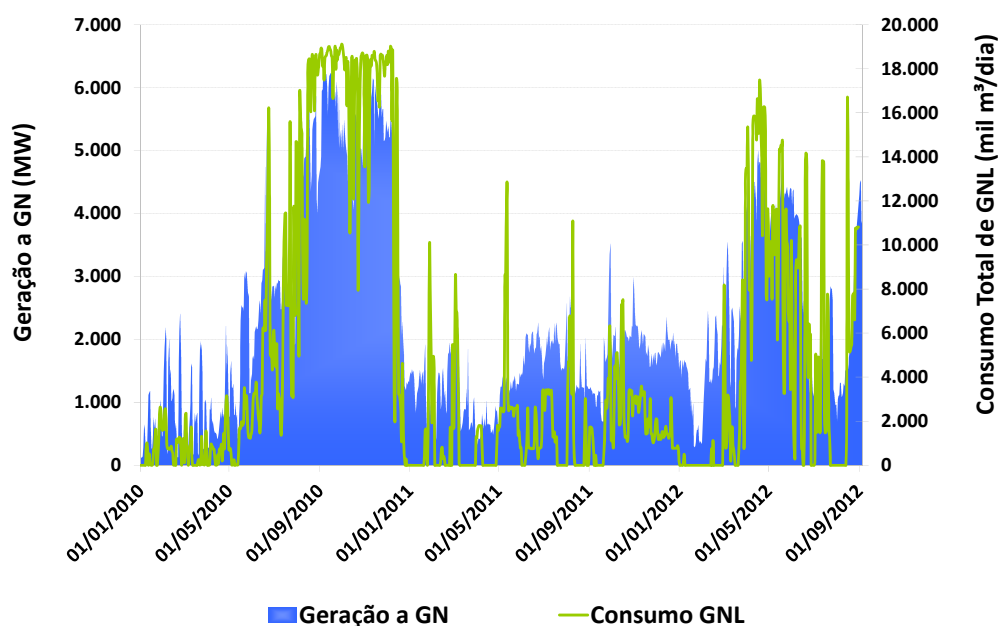


Figura 11 – Geração a gás natural e consumo de GNL. Fonte: ONS [126] e Petrobras [127].

Enquanto o suprimento de GNL requer tempos compatíveis com a negociação das cargas e trânsito dos navios, o despacho termelétrico (mensal com revisões semanais) passa a vigorar em aproximadamente 24 horas a partir de sua divulgação. Assim, existe uma incompatibilidade entre a dinâmica de suprimento e a dinâmica de despacho termelétrico. Na prática o supridor de gás necessita tomar uma decisão de compra com antecedência mínima de 30 a 60 dias, podendo variar a depender da liquidez do mercado internacional. Em consonância com este aspecto, contratos de fornecimento de GNL para usinas termelétricas prevendo um despacho antecipado de 60 dias foram firmados⁷.

Alguns trabalhos abordam a questão do fornecimento de GNL para geração termelétrica. O artigo [19] propõe abordar o problema do despacho termelétrico através de uma modelagem estocástica que incorpora variáveis que correspondem ao despacho antecipado, possibilitando uma melhor representação da dinâmica de fornecimento neste tipo de modalidade. A abordagem foi aplicada para definir o planejamento de longo e médio prazo do despacho hidrotérmico brasileiro.

Cabe destacar que, como o montante de gás abrangido pela modalidade de despacho antecipado ainda é pequeno (3.500 mil m³/dia) frente ao compromisso

⁷ Contratos de fornecimento de gás para UTE Linhares e UTE Santa Cruz.

total de geração (37.659 mil m³/dia), a mesma foi desconsiderada na modelagem proposta nesta dissertação. O mecanismo de despacho antecipado diminuiria a necessidade de capacidade de estocagem no sistema de gás natural brasileiro.

Desta forma, via de regra, nas situações em que as projeções que fundamentaram as compras diferem do despacho termelétrico realizado pelo ONS ocorre uma desotimização do uso dos recursos. Como não há capacidade física de estocagem no sistema, o supridor fica exposto a situações de recebimento de volumes excedentes, o que pode ser feito à custa da renúncia de uma oferta de menor preço (custo de sobra) ou, pelo outro lado, a situações de insuficiência de oferta, ficando sujeito à disponibilidade de cargas de urgência e flutuações de preço do mercado (pagamento de multas, prêmios, sobretaxas, custo de déficit etc.).

Apesar de não haver capacidade física de estocagem de gás natural, é possível utilizar um reservatório virtual através da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) [20]. A GFOM permite armazenar créditos de energia que podem ser utilizados posteriormente em substituição à geração física despachada por ordem de mérito. No caso específico de um supridor de gás natural que detenha um parque de geração termelétrico, esta modalidade equivale, em teoria, a uma estocagem de gás com vantagens, pois além de possibilitar trocas de gás sem investimento adicional, permite realizar trocas de eficiência (acúmulo de energia em uma térmica mais eficiente e utilização de crédito para evitar consumo em uma usina menos eficiente) e de PLD (acúmulo de energia em momentos de PLD mais elevado e utilização de crédito em momento de PLD mais baixo - o que é benéfico para o agente gerador, que recebe uma melhor remuneração, e para o setor elétrico, que recebe mais energia nos momentos de condição hidroenergética menos favorável). O detentor de créditos de energia, por outro lado, fica exposto ao risco de vertimento.

Entretanto, há pelo menos três entraves para utilização deste mecanismo. Em virtude do valor do PLD ser fortemente influenciado por parâmetros exógenos ao modelo que o forma (entrada de novas usinas, disponibilidade de capacidade de geração, previsão de carga etc.) e devido à adoção de mecanismos complementares extrínsecos a este modelo, como o Procedimento Operativo de Custo Prazo (POCP), observa-se que há, em alguns momentos, perda de aderência entre o PLD e o valor da água efetivo para o sistema. Por exemplo, a sistemática

vigente permite que se constatem momentos em que toda capacidade de geração termelétrica foi acionada, indicando que o valor da água é elevado, mesmo quando o valor de CMO/PLD é baixo. Como a sinalização de preços consistente é fundamental para que o agente perceba ganho econômico dos créditos de energia, esta incompatibilidade acaba por desestimular o uso da GFOM, já que dificulta que o gerador defina uma estratégia para o acúmulo e uso de créditos.

O segundo entrave diz respeito à modelagem matemática para formação do PLD, a qual não considera a contabilização dos créditos de energia. Assim, quando estes são utilizados pelo agente que o detém, dado que seu uso implica em necessidade adicional de geração hídrica, existe uma falsa percepção de que houve uma redução inesperada da energia disponível nos reservatórios. Há, portanto, um desestímulo para que o setor elétrico adote uma postura proativa ao uso do reservatório virtual, particularmente nos momentos em que o PLD é baixo (estimulando o uso do crédito), mas as condições hidroenergéticas não são favoráveis (estimulando preservação da água nos reservatórios).

Adicionalmente, não há um consenso sobre se a GFOM é um mecanismo válido apenas para compensar indisponibilidades de combustível, o que pode restringir seu uso como instrumento de otimização energética e econômica.

Assim, ainda que parte da capacidade de estocagem de gás natural pudesse ser substituída pelo uso do reservatório virtual de energia, devido às dificuldades inerentes à sua aplicação e a fatores associados à percepção dos agentes – de natureza subjetiva e, portanto, de difícil modelagem – a GFOM não foi representada no algoritmo que será apresentado nesta dissertação.

Ainda sobre o uso de GNL para suprimento das usinas termelétricas do SIN, em [21] é apresentado um modelo computacional para precificação de contratos de GNL sob a ótica de um comprador que atende ao mercado termelétrico a gás natural do país. Na modelagem são considerados riscos de preço e volume, sendo o primeiro associado à volatilidade do mercado internacional e o segundo associado às variações de despacho termelétrico decorrente das condições hidroenergéticas brasileiras. As cargas de GNL podem ser recebidas ou canceladas mediante pagamento de uma taxa a qual cresce com a proximidade da data de entrega.

Para todos os efeitos, um paralelo entre o processo de suprimento de GNL e o de suprimento de energia elétrica pode ser traçado através da análise da Figura 12.

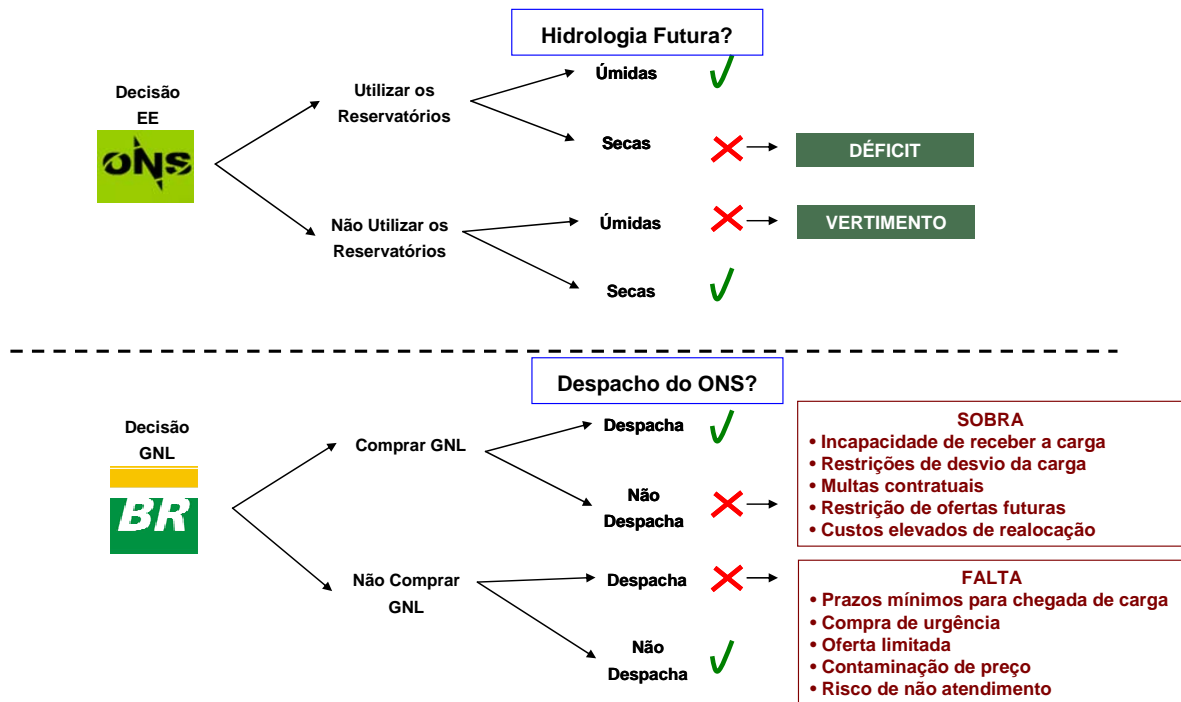


Figura 12 – Árvore de decisão despacho hidrotérmico x suprimento de GNL. Fonte: elaboração própria, adaptado de [126].

Os trabalhos [22] e [23] abordam, do ponto de vista do operador do sistema elétrico, a inter-relação entre o suprimento de gás natural e energia elétrica, e propõem incorporar restrições de oferta de gás natural (produção e transporte) no modelo de planejamento da operação energética.

Para tratar a questão do planejamento do suprimento de gás natural no curto prazo, muitos estudos foram publicados. Os trabalhos mencionados em [8] e [24] visam otimizar decisões de curto prazo buscando a minimização de custos operacionais e penalidades. Nestas abordagens, em geral busca-se atender a um balanço de oferta e demanda de gás natural ao mínimo custo, respeitando-se restrições físicas (capacidade dos gasodutos e dos pontos de oferta e demanda, relações entre pressão e escoamento, equações de operação de equipamentos etc.) e condições contratuais. Muitas vezes são modelos com um detalhamento minucioso das características da rede (dutos, válvulas, compressores, plantas de processamento etc.) que usam relações não lineares de escoamento/pressão e buscam encontrar pontos ótimos de operação em regime permanente ou transiente.

Nesta categoria enquadram-se os trabalhos [25] a [42] focados na sintonia operacional do sistema de movimentação de gás natural. Devido a sua complexidade, muitas vezes estes modelos não consideram múltiplos períodos, de forma a alcançar níveis razoáveis de tratamento matemático e tempo computacional.

Quando analisado no longo prazo, o problema de suprimento pode ser visto com outro foco. Na medida em que são analisados horizontes mais extensos, passa a existir a possibilidade de mudanças em restrições existentes. Condições comerciais, limitações físicas da rede e requisitos legais que antes caracterizavam restrições do problema passam a ser modificáveis, podendo ser percebidos como decisões a serem tomadas. Portanto, uma decisão estratégica de horizonte plurianual pode considerar alternativas novas de suprimento, transporte e estocagem. Por outro lado, a incerteza das informações utilizadas tende a aumentar.

A presença de incerteza requer um tratamento diferenciado da modelagem tradicional. As primeiras iniciativas tratavam esta questão através do uso de cenários pessimistas. Em 1975 e, posteriormente em 1979, os trabalhos [43] e [44] apresentaram modelos para definir a alocação de gás em um evento emergencial de falta de gás. Ambos consideravam apenas um cenário, sem múltiplos períodos. Em 1980, o artigo [45] descreveu um modelo de programação para minimizar falhas de fornecimento e custos de suprimento ao longo de múltiplos períodos (horizontes de semanas), buscando utilizar previsões climáticas para antecipar as variações de demanda de gás.

Em 1981, o modelo apresentado em [46] propôs considerar risco nas restrições de forma a levar em conta movimentos de demanda decorrentes de variações climáticas. A formulação tinha abrangência temporal de múltiplos períodos discretizados em meses.

O tratamento da incerteza no preço e no consumo pode ser observado em [47], ainda que de forma simplificada (sem modelagem de rede, com discretização anual e correlações pouco claras entre preço e demanda). Este trabalho descreve um modelo de apoio para a definição de estratégias de contratação de combustíveis que explicita a importância da flexibilidade em cenários incertos.

Em 1992, [48] e [49] buscaram lidar com a incerteza das projeções. Enquanto o primeiro utilizava previsões climáticas para compor o cenário de

demanda, o segundo considerava diversas simulações para cenários distintos de demanda e preço cujos resultados eram comparados posteriormente de modo a auxiliar na definição da melhor estratégia de posicionamento comercial do agente.

Quatro anos mais tarde, no trabalho [50] o problema do gerenciamento das compras de gás natural sob condições de incerteza foi tratado considerando quatro cenários de demanda e preço para o inverno (quente, médio, frio e muito frio) e um cenário para as demais estações. Em 1999, a utilização de cenários também pode ser observada em [51] onde foi proposta uma modelagem para definir a estrutura dos contratos de compra de gás e a utilização de uma estocagem de gás. No mesmo ano, [52] resolveu o problema da definição do mix de contratos e do mercado interruptível através da construção de um modelo de minimização de custos que estimava, via regressão, uma superfície de soluções para diversos cenários de demanda.

Em 2005, [53] abordou o caso de um sistema sem estocagem de gás natural. O modelo de programação inteira mista, que buscava maximizar lucro (representado pela diferença entre receita de venda e custos de suprimento e transporte), fazia uso do mercado interruptível para dar flexibilidade ao sistema. Foi mencionada também uma extensão para lidar com robustez à incerteza na demanda, porém introduzindo tempo computacional excessivo.

Em relação ao sistema de gás natural brasileiro, como este possui pouca flexibilidade e capacitância, mas está exposto a incertezas, o trabalho [22], já mencionado, chegou a abordar a necessidade de se introduzir mecanismos de conciliação entre oferta e demanda, dentre os quais cita a criação de um mercado interruptível de gás natural, a implantação de uma armazenagem de gás natural e o uso de reservatórios virtuais.

Para lidar com a incerteza introduzida pela demanda termelétrica no Brasil, os trabalhos [54] a [56] propuseram introduzir flexibilidade no sistema através da criação de um mercado de gás interruptível, tendo apresentado um modelo para precificação de contratos.

Para representar a dinâmica entre um supridor e um transportador de gás natural, [57] apresentou um modelo bi-nível que considera incerteza na demanda e no preço seguindo um esquema de árvore. Na formulação, o valor inicial se ramifica progressivamente a cada passagem de tempo, representando o aumento de incerteza ao longo do horizonte. Em [58] é tratado o problema da definição de

um portfólio de lastro de suprimento composto de contratos *spot*, estocagem, mercado futuro e opções de forma a satisfazer a demanda com o mínimo *tradeoff* entre custo e risco.

No caso da cadeia de gás natural no Brasil, além da incerteza de demanda, o supridor está exposto à incerteza dos preços de GNL, já que as cargas são adquiridas na modalidade *spot*. Os preços do GNL são afetados pela disposição em comprar do mercado e pela relação de preço e disponibilidade frente a seus combustíveis substitutos, em especial óleo combustível e gás natural dutoviário. Alguns parâmetros que definem este equilíbrio são antecipáveis, como variações de demanda sazonais e grandes intervenções e paradas programadas em campos produtores. Outros são de difícil previsão como movimentos de restrição de oferta de petróleo ditados pela OPEP, alterações no ritmo de crescimento dos países consumidores (recessões, bolhas etc.), conflitos geopolíticos em regiões produtoras, decisões políticas, restrições ambientais e até desastres da natureza.

Em março de 2011, o Japão sofreu um terremoto seguido de tsunami de grandes proporções o qual resultou em um acidente na usina nuclear de Fukushima. Este evento repercutiu globalmente e levou à rediscussão da matriz energética, sobretudo da política de geração nuclear de muitos países, particularmente na Europa, Estados Unidos e no próprio Japão. No curto prazo, observou-se uma migração da geração nuclear para a geração com combustível fóssil que teve forte efeito na demanda por GNL, elevando para outro patamar os níveis de preço deste combustível, de US\$ 10 /MMBtu para US\$ 18 /MMBtu, conforme apresentado na Figura 13 e Figura 14. Nas figuras é possível analisar o histórico de longo prazo do gás natural (GNL e convencional) e são apresentadas duas referências de mercado *spot* de GNL, o JKM (*Japan/Korea Marker*) e o NBP (*National Balancing Point*) com maior ênfase no curto prazo, onde o efeito do desastre em Fukushima pode ser mais bem observado.

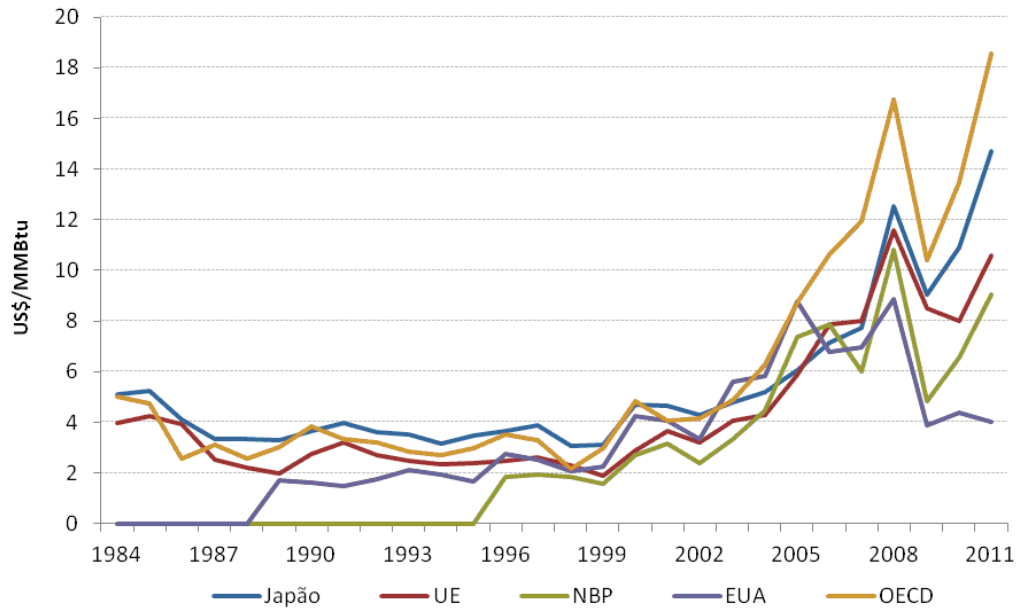


Figura 13 – Preço do gás natural em diferentes regiões do mundo. Fonte: BP [118].

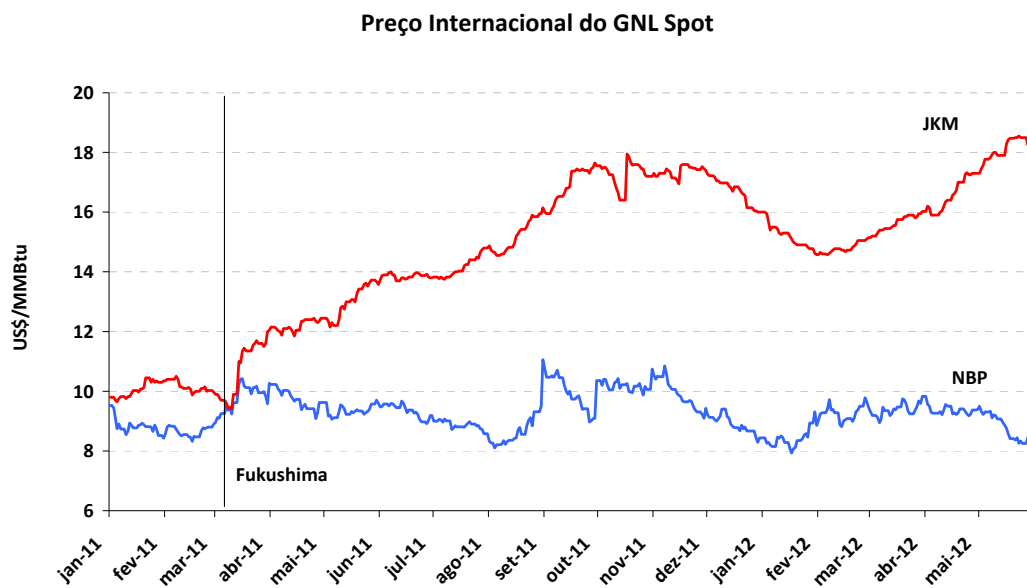


Figura 14 – Preço internacional do GNL *spot*. Fonte: Platts [128].

Por ter comportamento de difícil previsão, os preços de GNL serão tratados, neste trabalho, através de cenários de estresse endógenos ao modelo, que buscarão realizar o maior dano financeiro ao agente. Para isso, será utilizada otimização robusta [94].

Para tratar questão semelhante, porém aplicada ao setor elétrico, o trabalho [59] utilizou esta técnica para criar cenários de stress para o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças). A formulação permitiu que o modelo encontrasse

preços “sob medida” que penalizassem a função objetivo, gerando um efeito de robustez na solução encontrada.

1.5. Motivação

É possível perceber algumas lacunas nos trabalhos encontrados ao analisá-los à luz das características do sistema de gás natural do Brasil. Na literatura pesquisada, os modelos que consideraram a incerteza na demanda em geral relacionaram-na à temperatura ambiente, devido às variações no consumo para aquecimento e conforto térmico da população. Esta é uma condição que não se aplica ao caso brasileiro, em que a variação da demanda de gás está associada primordialmente ao despacho termelétrico. Também pode ser observado que, nos modelos citados, em geral foi privilegiada a razoabilidade dos tempos computacionais em detrimento do número de cenários. Devido à volatilidade da demanda no Brasil, a utilização de um número substancial de cenários é fundamental para avaliar o caso no país.

Apesar de haver uma relação entre incerteza e flexibilidade, o sistema de gás natural brasileiro não possui capacidade física de estocagem, havendo poucos mecanismos de flexibilidade e de compatibilização de oferta e demanda⁸.

Uma questão pouco explorada na literatura, diz respeito às projeções de preços. Em um modelo que busca uma função-objetivo econômica este ponto é relevante, pois pode levar a resultados pouco aderentes à realidade.

Assim, a motivação deste trabalho está relacionada à proposição de uma abordagem para avaliar investimento em flexibilidade, no caso o uso de uma estocagem subterrânea de gás, como instrumento de minimização dos custos de suprimento, considerando as condições de incerteza específicas do sistema brasileiro de gás natural, em particular a incerteza na demanda termelétrica e no preço de GNL.

⁸ Como mencionado em 1.4, devido às dificuldades para uso do reservatório virtual, não será considerado nesta dissertação o uso da GFOM.

1.6. Objetivo

O objetivo desta dissertação é construir um modelo de minimização de custos para dimensionar a capacidade de uma estocagem de gás natural, considerando as incertezas a que o supridor de gás natural brasileiro está exposto.

Em função da natureza de tais incertezas, o modelo é uma formulação híbrida de otimização estocástica - para considerar a incerteza do consumo de gás - e otimização robusta - construído para levar em conta a incerteza relacionada aos preços do GNL. O modelo caracteriza o perfil de risco do supridor de gás natural através de uma combinação convexa entre *Conditional Value-at-Risk (CVaR)* e valor esperado e utiliza um critério de segurança que reproduz um processo de suprimento avesso a risco de déficit.

Ao final do trabalho, é apresentado um estudo de caso hipotético, utilizando dados públicos do setor elétrico e de gás natural, para avaliar a implantação da estocagem para 2.000 cenários de demanda e níveis distintos de robustez à variação do preço do GNL.

1.7. Contribuição

As contribuições desse trabalho são: (i) apresentar uma metodologia computacional para dimensionamento da capacidade de uma estocagem de gás natural que minimize os custos do supridor, considerando um perfil de aversão a risco; e (ii) propor uma metodologia baseada em uma modelagem híbrida entre otimização estocástica e otimização robusta para tratar incertezas de diferentes naturezas.

Adicionalmente, busca-se contribuir para a melhoria do processo de planejamento do suprimento de gás natural, abordando o tratamento das incertezas presentes no suprimento deste energético no Brasil, bem como incentivar a otimização do uso de recursos escassos ao país, tendo em vista que o Brasil é importador líquido de gás natural.

Por fim, ao propor o uso de uma estocagem de gás natural, deseja-se aumentar a segurança energética do país, pois a introdução de flexibilidade no

sistema de gás natural, compatibilizando-o à dinâmica do setor elétrico, tende a reduzir a exposição do supridor a custos de sobra e à possibilidade de déficit.

1.8. Organização da dissertação

Nesta dissertação, o segundo capítulo descreve os principais conceitos relacionados às técnicas que serão utilizadas neste estudo para modelar e resolver o problema de suprimento de gás com uso de estocagem. Assim, abordará otimização sob incerteza, em particular técnicas de programação estocástica e otimização robusta.

O terceiro capítulo descreve os principais tipos de estocagem de gás natural, apresentando suas principais características. O quarto capítulo descreve o modelo em detalhes, apresentando os conceitos, equações, variáveis e parâmetros a ele associados. O quinto capítulo descreve o estudo de caso aplicado ao suprimento do mercado de gás brasileiro, apresentando os dados utilizados e as principais respostas obtidas. O sexto capítulo conclui o estudo, aponta recomendações e oportunidades para estudos futuros.

2 Otimização sob incerteza

Nesta dissertação é abordado o problema de um agente responsável por atender o balanço de oferta e demanda de gás natural do país ao mínimo custo. Para tal, ele necessita definir previamente os volumes a serem comprados com vistas a suprir a demanda. O esquema apresentado na Figura 15 ilustra o processo de suprimento.

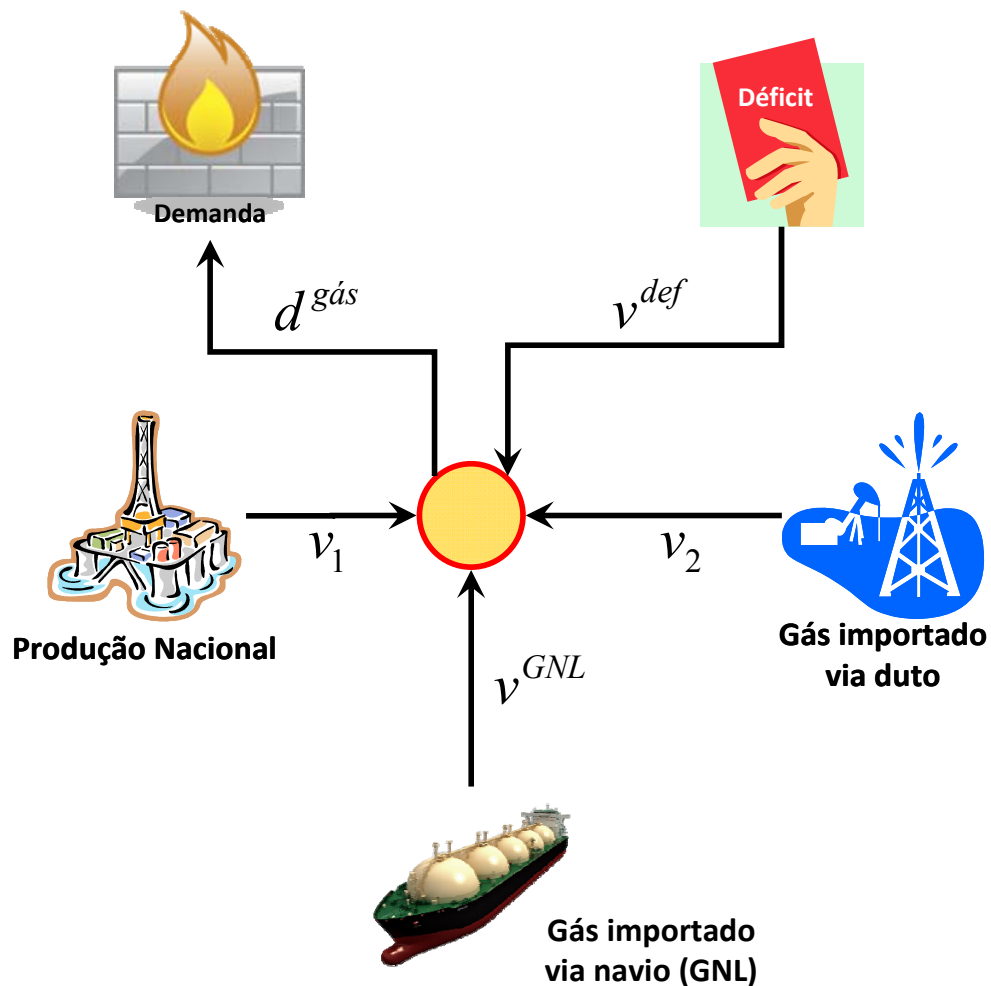


Figura 15 - Esquemático do balanço de oferta e demanda de gás natural.

A formulação que representa este processo deverá minimizar o custo de suprimento e pode ser expressa da seguinte forma, dado um único cenário de demanda:

$$\text{Min}_{v_{a,m,i}} \sum_{a=1}^A \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^N c_{a,m,i} \cdot v_{a,m,i} \quad (1)$$

Sujeito ao atendimento do balanço de gás natural e condição de não-negatividade:

$$\sum_{i=1}^N v_{a,m,i} = d_{a,m}^{\text{gás}} \quad \forall a \in T, m \in M \quad (2)$$

$$v_{a,m,i} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, i \in I \quad (3)$$

Os índices utilizados no modelo são:

- a Indexador que representa os anos do horizonte;
- m Indexador que representa os meses do ano;
- i Indexador que representa as ofertas de gás natural;
- A Número de anos do horizonte de análise;
- N Número de ofertas de gás natural;

Os conjuntos utilizados no modelo são:

- T conjunto de anos, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
- M conjunto de meses, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$
- I conjunto de ofertas de gás natural $I = [1, 2, \dots, N]$

Os parâmetros do modelo são:

- $c_{a,m,i}$ Preço do gás retirado da i -ésima oferta de gás natural no mês m do ano a ;
- $d_{a,m}^{\text{gás}}$ Demanda total de gás natural no mês m do ano a ;

A variável de decisão do modelo é:

- $v_{a,m,i}$ Vazão de gás natural retirada da i -ésima oferta de gás natural ao longo do mês m do ano a ;

Uma característica importante do processo de suprimento no Brasil foi apresentada na Figura 11, a qual demonstra a correlação entre demanda termelétrica e o uso de GNL. Como existe um descasamento entre o tempo necessário para negociação e trânsito dos navios e a dinâmica de despacho do setor elétrico, na prática o supridor define os volumes de GNL a serem comprados (*spot*) antes de conhecer sua real necessidade⁹.

Assim, considerou-se, neste trabalho, que as principais fontes de incerteza são a demanda de gás natural e o preço do GNL. Assumiu-se que a demanda de gás tem comportamento estocástico, pois a geração termelétrica é definida através de uma cadeia de modelos computacionais que representa a operação do sistema elétrico a partir de simulações das afluências hidrológicas das hidrelétricas, as quais são realizadas com o uso de cenários estocásticos.

Este fator de incerteza será tratado no modelo através do uso de cenários, como largamente realizado em técnicas de otimização estocástica, seguindo a técnica consagrada utilizada pelo setor elétrico. A dinâmica do preço do GNL, por outro lado, é de difícil representação. Assim, optou-se por utilizar técnicas de otimização robusta. Por estes aspectos, a formulação apresentada é um híbrido de otimização estocástica - para tratar a incerteza da demanda – e otimização robusta – para tratar a incerteza do preço do GNL.

Outro aspecto relevante para a modelagem do problema é que o processo de compra de GNL é um problema de natureza dinâmica, com múltiplos estágios. Na formulação em múltiplos estágios, as decisões do primeiro estágio são tomadas antes que algumas informações sejam reveladas, enquanto as decisões do estágio subsequente se adaptam às novas informações, dadas as decisões tomadas anteriormente, que são irreversíveis. Neste trabalho, o supridor de gás tem posicionamento conservador, com aversão a risco de déficit e tendência à sobrecontratação (maior pré-disposição à sobra do que à falta). Por simplicidade, ao invés de tratar o problema com múltiplos estágios, foi inserido no modelo um critério de segurança que estabelece o volume mínimo de GNL a ser comprado. O

⁹ Como mencionado no item 1.4, o consumo referente ao despacho antecipado é pouco representativo em relação ao todo. Assim é pouco relevante para o processo de suprimento de GNL do país, tendo sido desconsiderado na modelagem apresentada nesta dissertação.

critério simula um requisito mínimo de lastro de ofertas que deverá estar disponível, independente do cenário de demanda que se concretize.

2.1. Otimização Robusta

A otimização robusta é um método que busca proteger a função objetivo de alterações em variáveis ou parâmetros com incerteza, encontrando soluções que sejam viáveis para todas as possíveis variações dos parâmetros de incerteza dentro do conjunto em que estão definidos (conjunto de incerteza). É, portanto, uma abordagem conservadora e adequada a gestores com perfil de aversão a risco.

Um dos primeiros avanços no sentido de endereçar a robustez das soluções foi a proposição de [88] de um modelo para encontrar uma solução para o pior cenário. Esta abordagem, entretanto, renuncia demasiadamente da otimalidade em prol de um grau de conservadorismo que garanta robustez máxima.

Para contornar este problema, métodos menos conservadores foram concebidos. Avanços foram apresentados nos trabalhos [89] a [93] de Ben-Tal, Nemirovski e Ghaoui. Nestes modelos, os conjuntos de incerteza dos dados foram tratados como elipsoidais, tendo sido propostos algoritmos para resolver problemas de otimização convexa sob incerteza. Entretanto, as formulações resultantes envolviam problemas cônicos quadráticos, os quais requerem elevada capacidade de processamento computacional, mesmo para problemas lineares. Além disso, a definição dos conjuntos de incerteza elipsoidais pode não ser apropriada e a especificação do modelo pode se tornar uma tarefa difícil.

A formulação linear apresentada por Bertsimas e Sim em [94] é capaz de lidar com incerteza controlando-se o grau de conservadorismo de maneira intuitiva. Nesta abordagem, considera-se que é improvável que as variáveis aleatórias coincidam com os respectivos valores de pior caso individuais, sendo introduzido um parâmetro que permite ajustar o grau de conservadorismo. Este parâmetro equivale a um orçamento de incerteza que pode variar de zero (sem robustez) até o limite estabelecido para o desvio máximo das variáveis aleatórias (máximo conservadorismo e robustez).

Nesta dissertação, a técnica de Bertsimas e Sim será utilizada para tratar a incerteza do preço do GNL. Dentro da formulação global de minimização de

custos, a modelagem de robustez será responsável, em um segundo nível, por penalizar o preço do GNL. A modelagem de segundo nível representa a parcela dos custos de suprimento referente à compra das cargas de GNL para cada ano e é dada através da seguinte formulação:

$$\Omega_a^* = \underset{\pi}{\text{Max}} \sum_{m=1}^{12} \pi_{a,m} \cdot q_{a,m}^{GNL} \quad \forall a \in T \quad (4)$$

Sujeito a:

$$\pi_{a,m} = c_{a,m}^{ref-GNL} + \Delta_{a,m}^+ \cdot x_{a,m}^+ - \Delta_{a,m}^- \cdot x_{a,m}^- \quad \forall m \in M, a \in T \quad (5)$$

$$\sum_m (x_{a,m}^+ + x_{a,m}^-) \leq K_a \quad \forall a \in T \quad (6)$$

$$x_{a,m}^+ \leq 1 \quad \forall m \in M, a \in T \quad (7)$$

$$x_{a,m}^- \leq 1 \quad \forall m \in M, a \in T \quad (8)$$

$$\pi_{a,m+1} \geq (1 - r^-) \cdot \pi_{a,m} \quad \forall m \in M, a \in T \quad (9)$$

$$\pi_{a,m+1} \leq (1 + r^+) \cdot \pi_{a,m} \quad \forall m \in M, a \in T \quad (10)$$

$$\pi_{a,m} \leq \bar{\pi} \quad \forall m \in M, a \in T \quad (11)$$

$$\pi_{a,m} \geq \underline{\pi} \quad \forall m \in M, a \in T \quad (12)$$

$$x_{a,m}^+, x_{a,m}^- \geq 0 \quad \forall m \in M, a \in T \quad (13)$$

Os índices são:

a Indexador que representa o ano do horizonte;

m Indexador que representa o mês do ano;

A Número de anos do horizonte de análise;

Os conjuntos utilizados no modelo são:

T conjunto de anos, onde $T = [1, 2, \dots, A]$

M conjunto de meses, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$

Os parâmetros do modelo são:

$c_{a,m}^{ref-GNL}$ Preço de referência do GNL, em US\$/MMBtu, no mês m do ano a ;

$\Delta_{a,m}^+$	Variação positiva máxima do preço de GNL em relação à referência, no mês m do ano a ;
$\Delta_{a,m}^-$	Variação negativa máxima do preço de GNL em relação à referência, no mês m do ano a ;
r^+	Variação positiva máxima permitida do preço do GNL entre meses consecutivos;
r^-	Variação negativa máxima permitida do preço do GNL entre meses consecutivos;
K_a	Parâmetro que mede o grau de conservadorismo no ano a .
$\bar{\pi}$	Máximo preço de estresse do GNL permitido;
π	Mínimo preço de estresse do GNL permitido;
$q_{a,m}^{GNL}$	Quantidade de GNL comprada no mês m do ano a ;

As variáveis de decisão do modelo são:

$\pi_{a,m}$	Preço de estresse do GNL no mês m do ano a ;
$x_{a,m}^+$	Percentual de $\Delta_{a,m}^+$ que incidirá sobre o preço de referência do GNL, aumentando-o, no mês m do ano a ;
$x_{a,m}^-$	Percentual de $\Delta_{a,m}^-$ que incidirá sobre o preço de referência do GNL, reduzindo-o, no mês m do ano a .

A função Ω_a^* é a componente do custo que representa o gasto anual com a compra das cargas de GNL. As restrições (5)-(13) descrevem como o preço do GNL deverá ser penalizado pelo modelo. Assim, a equação (5) define que o preço de referência do GNL, $c_{a,m}^{ref-GNL}$, poderá ser penalizado em um montante pré-definido, $\Delta_{a,m}^+$ ou $\Delta_{a,m}^-$, caso as variáveis de decisão $x_{a,m}^+$ ou $x_{a,m}^-$ sejam “acionadas”, formando o preço de estresse, $\pi_{a,m}$. A restrição (6) limita a penalização do preço do GNL, sendo K_a uma espécie de “orçamento” anual do acionamento de $x_{a,m}^+$ e $x_{a,m}^-$. K_a é o parâmetro que mede o conservadorismo do modelo, ou seja, quanto maior for K_a , mais liberdade o modelo terá para penalizar

a solução e maior será o grau de conservadorismo e robustez. As restrições (7) e (8) impedem que, em determinado mês, a penalização do preço do GNL exceda as variações pré-estabelecidas, $\Delta_{a,m}^+$ e $\Delta_{a,m}^-$. As equações (9) e (10) ditam como o preço de estresse do GNL deve se comportar nas transições dos meses, enquanto (11) e (12) estabelecem valores piso e teto para o preço de estresse do GNL. Por fim, a restrição (13) é a condição de não-negatividade das variáveis $x_{a,m}^+$ e $x_{a,m}^-$.

Assim, para um cenário de demanda, é obtido um conjunto de preços mensais de GNL que penalizam ao máximo o custo anual de suprimento de GNL, Ω_a^* . O grau de penalização é controlado pelo parâmetro K_a , que pode ser entendido como o número de meses em determinado ano em que o preço de estresse do GNL se descolará da projeção de referência.

A inserção deste problema de segundo nível dentro da formulação global de minimização não permite que o problema seja resolvido de forma trivial. Para torná-lo tratável é necessário utilizar a teoria da dualidade para transformar a formulação de dois níveis em uma equivalente de um nível. Para a função de maximização Ω_a^* , a formulação dual fornece um limite superior para o custo de suprimento do GNL o qual se buscará minimizar. Assim, se configurará um problema de minimização que é igual no ponto ótimo à solução do seu par primal. Ao utilizar a teoria da dualidade para transformar Ω_a^* em uma função de minimização, o problema de dois níveis pode ser escrito em uma modelagem equivalente de um nível só, através de uma única função linear convexa de minimização. Isto ocorre, pois ambas, formulação global e função de segundo nível, passam a ter objetivos consonantes de minimização.

Associando variáveis duais às restrições do bloco de equações (4)-(13) e reescrevendo-o em sua forma canônica, temos:

$$\Omega_a^* = \text{Max} \sum_{\pi_{a,m}} \sum_{m=1}^{12} \pi_{a,m} \cdot q_{a,m}^{GNL} \quad \forall a \in T \quad (14)$$

Sujeito a:

variáveis duais

$$\pi_{a,m} - \Delta_{a,m}^+ \cdot x_{a,m}^+ + \Delta_{a,m}^- \cdot x_{a,m}^- = \pi_{a,m}^{ref} \quad : \mu_{a,m} \quad (15)$$

$$\pi_{a,m} \leq \bar{\pi} \quad : \omega_{a,m} \quad (16)$$

$$-\pi_{a,m} \leq -\underline{\pi} \quad : \sigma_{a,m} \quad (17)$$

$$\pi_{a,m+1} - (1+r^+) \cdot \pi_{a,m} \leq 0 \quad : \theta_{a,m} \quad (18)$$

$$(1-r^-) \cdot \pi_{a,m} - \pi_{a,m+1} \leq 0 \quad : \gamma_{a,m} \quad (19)$$

$$\sum_m x_{a,m}^+ + x_{a,m}^- \leq K_a \quad : \beta_a \quad (20)$$

$$x_{a,m}^+ \leq 1 \quad : \eta_{a,m} \quad (21)$$

$$x_{a,m}^- \leq 1 \quad : \rho_{a,m} \quad (22)$$

A função Ω_a^* pode ser transcrita para sua forma dual de minimização a qual

é:

F.O. Dual:

$$\Omega_a^* = \underset{\pi, \mu, \beta, \gamma, \theta, \eta, \rho, \omega, \sigma}{Min} \sum_m \pi_{a,m}^{ref} \cdot \mu_{a,m} + \eta_{a,m} + \rho_{a,m} + \bar{\pi} \cdot \omega_{a,m} - \underline{\pi} \cdot \sigma_{a,m} + K_a \cdot \beta_a \quad \forall a \in T \quad (23)$$

Sujeito a:

Restrição da variável $\pi_{a,m}$:

$$\mu_{a,m} + \omega_{a,m} - \sigma_{a,m} + \theta_{a,m-1} - (1+r^+) \cdot \theta_{a,m} - \gamma_{a,m-1} + (1-r^-) \cdot \gamma_{a,m} \geq q_{a,m}^{gnl} \quad \forall a \in T, m \in M \quad (24)$$

Restrição da variável $x_{a,m}^+$:

$$-\Delta_{a,m}^+ \cdot \mu_{a,m} + \beta_a + \eta_{a,m} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M \quad (25)$$

Restrição da variável $x_{a,m}^-$:

$$\Delta_{a,m}^- \cdot \mu_{a,m} + \beta_a + \rho_{a,m} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M \quad (26)$$

$$\beta, \gamma, \theta, \eta, \rho, \omega, \sigma \geq 0 \quad (27)$$

$$\mu \text{ irrestrita} \quad (28)$$

O conjunto de expressões (23)-(28) substituirá o conjunto (14)-(22) na formulação global do modelo que será resolvida através de um pacote comercial de otimização.

2.2.Otimização estocástica

Programação linear é uma técnica de apoio à decisão utilizada para otimizar o uso de recursos. A idéia é formular um modelo matemático que represente a realidade e que contenha as variáveis relacionadas à decisão que se deseja tomar. O objetivo é encontrar os valores destas variáveis (escolha de rotas, alocação de recursos, planejamento fabril, dimensionamento de um produto, composição de um portfólio de investimentos etc.) para os quais a função assume um ponto ótimo, ou seja, um ponto de máximo (lucro, receita, retorno do investimento etc.) ou de mínimo (custo, peso, variância etc.), conforme a natureza do problema.

A otimização estocástica é um método de otimização que utiliza conceitos estatísticos para incorporar robustez às decisões que são tomadas sob incerteza. Os primeiros trabalhos e aplicações em otimização estocástica surgiram entre 1955 e 1960, em [60] a [64], por exemplo, quando foi observado que valores de coeficientes e parâmetros tratados como conhecidos eram de difícil obtenção. Foi sugerido, então, substituir a visão determinística por outra que considerasse que estes dados eram aleatórios e seguiam uma distribuição de probabilidade. Ao analisar isoladamente cada cenário, cada qual com uma possível realização do parâmetro aleatório, eram obtidos distintos valores ótimos para a função objetivo

Para encontrar uma solução única que seja eficiente para o conjunto de valores possíveis, é necessário fazer uso de uma função que possa sumarizar o comportamento de todo o espectro de possibilidades. Por exemplo, pode-se adotar uma soma ponderada das funções objetivo em que o peso é a probabilidade de ocorrência de cada valor do parâmetro estocástico. Neste caso, um problema sujeito a um parâmetro aleatório ω_s com distribuição de probabilidade conhecida e

probabilidade de ocorrência p_s teria uma função objetivo de minimização com a seguinte forma:

$$\min_x \sum_{s=1}^S p_s \cdot f(x, \omega_s)$$

Esta formulação corresponde a uma tomada de decisão baseada no valor esperado dos cenários, sem aversão a risco.

Neste trabalho, a formulação estocástica será utilizada para tratar a incerteza na demanda de gás natural, pois esta possui forte relação com o processo de despacho hidrotérmico, o qual é definido com base em uma formulação estocástica largamente conhecida e convencionada. Assim, o bloco de equações (1)-(3) da função de minimização de custos deverá incorporar as informações da variável aleatória. Seja a demanda de gás uma variável aleatória \tilde{d} com cenários e probabilidades iguais a $\{d_s, p_s\}_{s=1}^S$, a formulação estocástica correspondente ao bloco de equações (1)-(3) é:

$$\text{Min}_v \sum_{s=1}^S \sum_{a=1}^A \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^N c_{a,m,i} \cdot v_{i,s,a,m} \cdot p_s \quad (29)$$

Sujeito ao atendimento do balanço de gás natural e condição de não-negatividade:

$$\sum_{i=1}^N v_{i,s,a,m} = d_{s,a,m}^{\text{gás}} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (30)$$

$$v_{i,s,a,m} \geq 0 \quad \forall i \in I, a \in T, m \in M, s \in D \quad (31)$$

Os índices utilizados no modelo são:

s	Indexador que indica o cenário de demanda;
a	Indexador que indica o ano do horizonte;
m	Indexador que indica o mês do ano;
i	Indexador que indica a ofertas de gás natural;
A	Número de anos do horizonte de análise;
N	Número de ofertas de gás natural;
S	Número de cenários de demanda.

Os conjuntos utilizados no modelo são:

- D conjunto de cenários, onde $D = [1, 2, \dots, S]$
 T conjunto de anos, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
 M conjunto de meses, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$
 I conjunto de ofertas de gás natural $I = [1, 2, \dots, N]$

Os parâmetros do modelo são:

- $c_{a,m,i}$ Preço do gás retirado da i -ésima oferta de gás natural no mês m do ano a ;
 $d_{s,a,m}^{\text{gás}}$ Demanda total de gás natural no mês m do ano a no cenário de demanda s ;
 p_s Probabilidade de ocorrência do cenário de demanda s ;

A variável de decisão do modelo é:

- $v_{i,s,a,m}$ Vazão de gás natural retirada da i -ésima oferta de gás natural ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;

A partir destes conceitos, avanços significativos aconteceram, muito em função da evolução dos pacotes de otimização na área de probabilidade e estatística. Podem ser encontrados registros desta evolução na literatura [65] a [72]. Outro importante avanço da otimização estocástica é a consideração de decisões seqüenciais em modelagens multi-estágio. Esta abordagem objetiva dar um tratamento mais próximo à dinâmica da vida real, tendo sido abordado desde [67], [73] e [74].

Neste trabalho, além do conceito de valor esperado utilizado nas expressões (29)-(31), será utilizada uma medida de risco para sumarizar o comportamento do espectro de cenários possíveis, conforme detalhado na próxima seção.

2.2.1. Medidas de Risco

A idéia principal por trás de utilizar medidas de risco é permitir ao investidor conhecer os níveis de exposição a que ele está submetido em cenários

pessimistas. Tais medidas visam quantificar estes cenários – agrupando cenários de piores lucros, maiores prejuízos, maiores custos etc. – considerando a probabilidade dos eventos que definem estes cenários.

Dentre as maneiras de se quantificar riscos de eventos favoráveis e desfavoráveis, a primeira abordagem a ser largamente utilizada foram as fronteiras eficientes de Markowitz [75] e [76]. Em sua teoria, Markowitz relaciona risco e retorno e apresenta um modelo que busca encontrar uma carteira com o menor risco para o retorno desejado. De acordo com seu modelo, podem ser encontradas combinações de risco e retorno nas quais quanto maior o risco, maior o retorno. As diversas combinações de retorno ao mínimo risco formam uma curva denominada fronteira eficiente de Markowitz.

Inicialmente, Markowitz utilizou a variância como medida de risco, a qual é uma medida que atribui pesos iguais a desvios negativos e positivos. Entretanto, uma medida de risco deve ser capaz de traduzir o sentimento de aversão dos investidores o qual está intimamente relacionado a perdas, mais do que a ganhos. Esta questão foi reconhecida posteriormente pelo próprio Markowitz.

A partir da teoria de Markowitz e do conceito de risco x retorno, muitas instituições financeiras começaram a criar internamente modelos próprios para medir e gerenciar seu risco. Em 1994, o termo *Value at Risk (VaR)* ficou conhecido na literatura financeira quando a JP Morgan tornou público seu sistema de mensuração de risco [77]. Pouco mais tarde, em julho de 1997, quando a Comissão de Valores Mobiliários dos EUA (*Securities and Exchange Commission*) adotou novas regras [78] que requeriam que as empresas de capital aberto disponibilizassem informações sobre sua exposição a risco, o uso do *VaR* como parâmetro de medição de risco disseminou-se.

O *VaR* é uma métrica que permite avaliar o risco utilizando técnicas estatísticas e é representado pelo quantil que separa uma área com resultados que ocorrem com probabilidade $\alpha\%$ de outra área com resultados que ocorrem com resultados $(1-\alpha)\%$, conforme Figura 16. O *VaR* indica a pior perda associada a um nível de confiança $\alpha\%$, apontando um valor de corte. Por exemplo, em um caso em que o nível de confiança é de 99% e o *VaR* é US\$ 50 milhões, significa que há 1% de probabilidade do resultado ser pior do que o valor encontrado, ou, fazendo

a leitura pelo lado oposto, significa que há 99% de probabilidade de que o pior resultado seja US\$ 50 milhões.

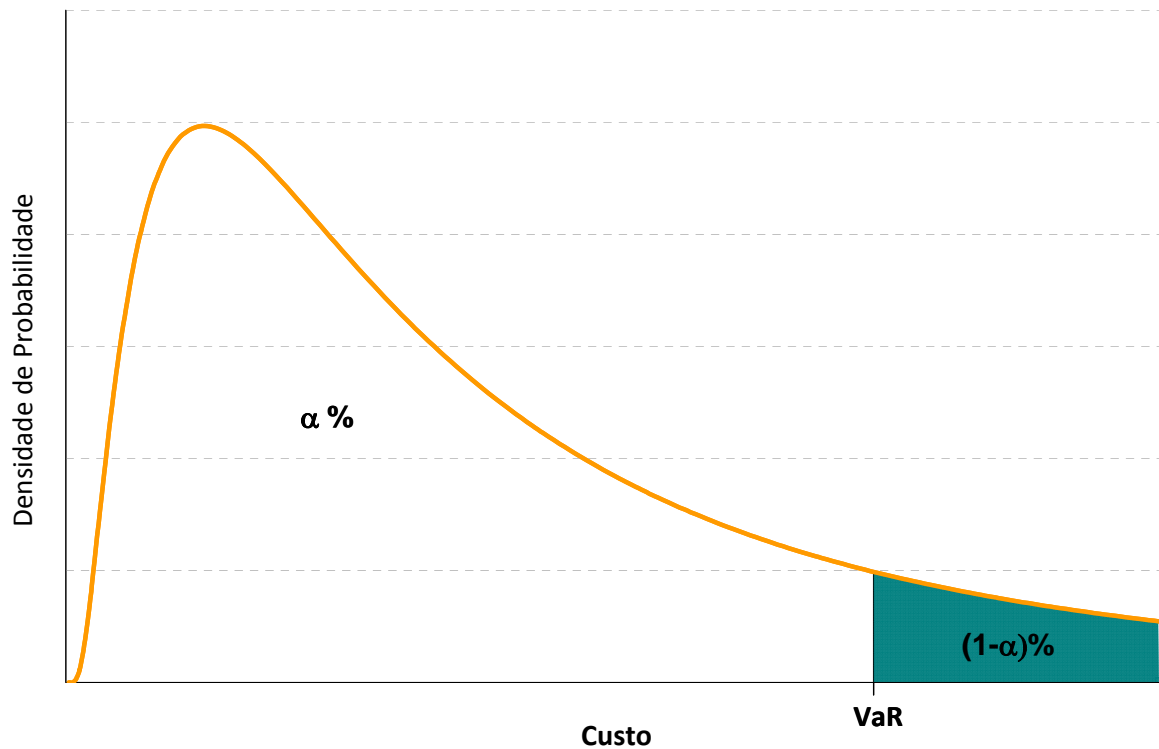


Figura 16 – Value at Risk. Fonte: elaboração própria.

O *VaR*, entretanto, não considera o tamanho das perdas piores que o seu valor (comprimento da cauda), isto é, não informa quão pior pode ser o resultado associado a $(1-\alpha)\%$. Dois investimentos com o mesmo *VaR* podem apresentar perdas máximas distintas as quais não são apontadas ao observar-se apenas este parâmetro. Esta limitação pode induzir o decisor a concluir erradamente que investimentos com mesmo *VaR* apresentam mesmo grau de exposição. Para endereçar esta questão, foi proposta uma extensão do *VaR*, o *CVaR* (*Conditional Value at Risk*).

O *CVaR* [82] a [86] é o valor esperado dos valores que excedem o *VaR*, representando a média dos piores cenários, dado um nível de confiança. O *CVaR* é influenciado pelo tamanho das perdas máximas (comprimento da cauda), como pode ser visto na Figura 17, sendo um parâmetro mais conservador que o *VaR* para representar o grau de exposição associado a determinado projeto ou investimento.

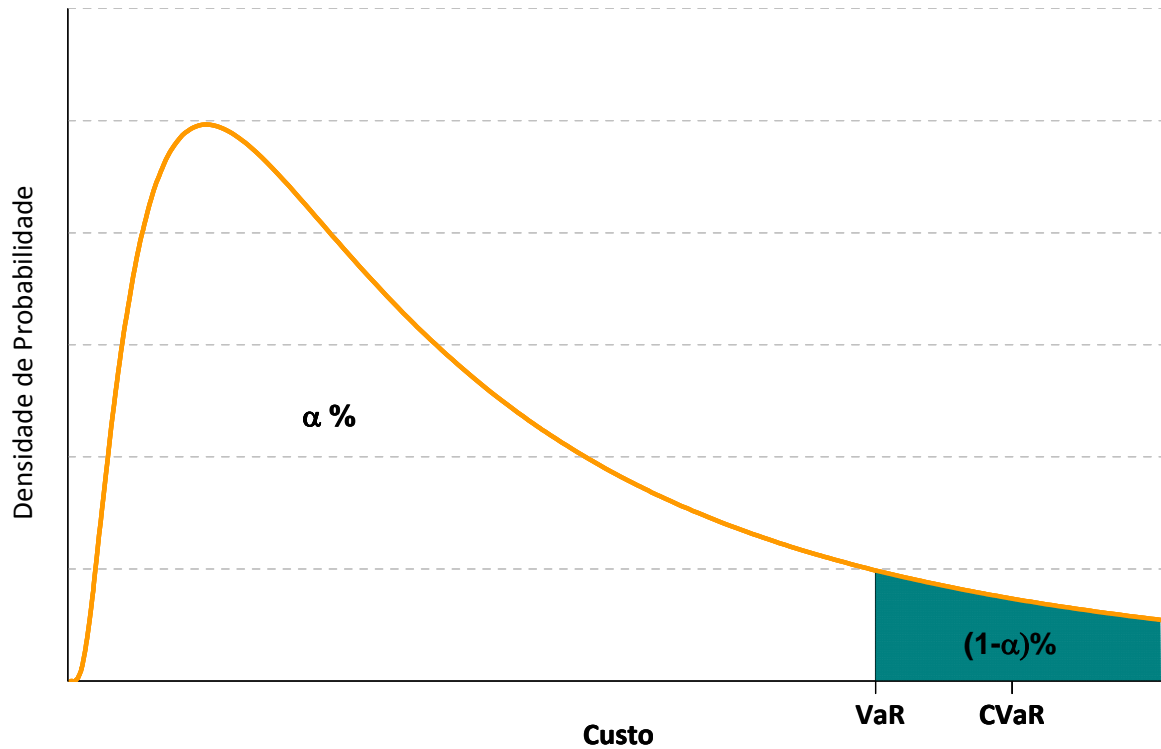


Figura 17 – *Conditional Value at Risk*. Fonte: elaboração própria.

2.2.2. Medidas Coerentes de Risco

Alguns motivos contribuíram para que neste trabalho fosse utilizado o *CVaR* como medida de risco. O *VaR* é um parâmetro criticado, pois não leva em consideração a magnitude de perdas extremas, mas apenas a frequência de tais perdas. Conhecer a severidade de perdas extremas é importante, pois um único evento pode ser suficiente para levar o investidor à bancarrota [87].

Para não estar sujeito a este tipo de limitação, [79] definiu uma série de propriedades que as medidas de risco devem apresentar a fim de serem aceitáveis. Tais medidas são denominadas medidas coerentes de risco e devem ter como característica a invariância à translação, subaditividade, homogeneidade positiva e monotonicidade. Os axiomas básicos de uma medida coerente de risco $\rho: X \rightarrow R$ são:

- Invariância à translação: $\rho(X + \alpha.r_0) = \rho(X) - \alpha$ para todas as variáveis aleatórias X e números reais α e retornos livres de risco r_0 . Esta propriedade significa que investir um montante α em um ativo livre de

risco na posição inicial, reduz a medida de risco do ativo X no mesmo montante α ;

- Subaditividade: $\rho(X + Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$ para todas as variáveis aleatórias X e Y . Esta propriedade significa que o risco de dois ativos combinados não deve ser maior que a soma dos riscos individuais, ou seja, a diversificação não é danosa, possibilitando *hedge*;
- Homogeneidade positiva: $\rho(\lambda X) = \lambda \rho(X)$ para todas as variáveis aleatórias X e $\lambda \geq 0$. Esta propriedade expressa que não existe um efeito de escala na medida, ou seja, o risco é escalável pelo tamanho da posição inicial (número de apólices), moeda ou outros escalares que possam multiplicar X ;
- Monotonicidade: Se $X \leq Y$ então $\rho(Y) \leq \rho(X)$ para todas as variáveis aleatórias x e y . Significa que se o portfólio Y provê melhores resultados para todos os estados possíveis, então ele deve ser menos arriscado.

Apesar de apresentar invariância à translação, homogeneidade positiva e monotonicidade, o VaR não é subaditivo, ou seja, VaR pode não encorajar diversificação, o que é uma contradição à teoria de portfólio. Adicionalmente, apesar de ter homogeneidade positiva, a falta de subaditividade faz com que o VaR não seja convexo. A convexidade é uma condição importante para que algoritmos de minimização de riscos possam encontrar uma solução global em tempo computacional razoável.

O artigo [80] menciona uma série de limitações do VaR : não mede as perdas que excedem a probabilidade pré-especificada; uma redução no VaR pode levar a um alongamento da cauda; o VaR pode gerar resultados conflitantes em diferentes níveis de confiança; a não subaditividade pode implicar no aumento de risco com diversificação de portfólio, impedido a alocação ótima de capital; a não subaditividade impede a soma do VaR de diferentes fontes de risco; o VaR não pode ser facilmente utilizado em problemas de otimização por ser não-convexo.

O $CVaR$ se mostrou mais adequado, pois, conforme mencionado em [67] e demonstrado em [81], atende aos axiomas básicos das medidas coerente de risco, inclusive subaditividade. Adicionalmente, por ser convexo, é possível utilizar algoritmos de otimização para encontrar uma solução de mínimo global. Merece

destaque a contribuição de Uryasev e Rockafeller [82] a [85] que deu início à utilização de um algoritmo de programação linear para minimização do $CVaR$.

Neste trabalho, o $CVaR$ será incorporado à modelagem utilizando o algoritmo proposto por Uryasev e Rockafeller. Dada uma distribuição de custos discreta, \tilde{C} , que pode ser definida por um conjunto de pares de cenários e probabilidades $\{c_s, p_s\}_{s=1}^S$, o $CVaR$ é obtido através de:

$$CVaR_\alpha(\tilde{C}) = \underset{z, y}{\text{Min}} \quad z + \frac{1}{1-\alpha} \cdot \sum_{s=1}^S y_s \cdot p_s \quad (32)$$

$$z + y_s \geq C_s \quad \forall s \in D \quad (33)$$

$$y_s \geq 0 \quad \forall s \in D \quad (34)$$

Os índices são:

s Indexador que indica o cenário de demanda;

Os conjuntos utilizados são:

D conjunto de cenários, onde $D = [1, 2, \dots, S]$

Os parâmetros são:

p_s Probabilidade de ocorrência do cenário de demanda s ;

$(1-\alpha)$ Nível de confiança associado ao $CVaR$, entre 0 e 1;

C_s Custo de suprimento de gás no cenário s ;

As variáveis de decisão são:

z Quantil da distribuição a ser definido pelo problema de otimização;

y_s Truncamento positivo da diferença entre z e os custos em cada cenário, ou seja, a distância entre os custos piores que z e C_s ;

Este problema (32)-(34) encontra como valor ótimo $z^* = VaR(\tilde{C})$, fazendo com que a função objetivo assuma o valor do $CVaR(\tilde{C})$.

Neste trabalho, a função objetivo de minimização de custos será representada por uma combinação convexa entre o $CVaR$, como medida de risco,

e o valor esperado dos custos de suprimento. A função objetivo será construída através da combinação dos blocos de equações (29)-(31) e (32)-(34) da seguinte forma:

$$\text{Min}_{v,z,y} \left[\left(z + \frac{1}{1-\alpha} \cdot \sum_{s=1}^S y_s \cdot p_s \right) \cdot \lambda + \left(\sum_{s=1}^S C_s \cdot p_s \right) \cdot (1-\lambda) \right] \quad (35)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^N v_{i,s,a,m} = d_{s,a,m}^{\text{gás}} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (36)$$

$$z + y_s \geq C_s \quad \forall s \in D \quad (37)$$

$$C_s = \sum_{a=1}^A \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^N c_{a,m,i} \cdot v_{i,s,a,m} \quad \forall s \in D \quad (38)$$

$$v_{s,a,m,i} \cdot y_s \geq 0 \quad \forall i \in I, a \in T, m \in M, s \in D \quad (39)$$

Os índices utilizados no modelo são:

s	Indexador que indica o cenário de demanda;
a	Indexador que indica o ano do horizonte;
m	Indexador que indica o mês do ano;
i	Indexador que indica a oferta de gás natural;
A	Número de anos do horizonte de análise;
N	Número de ofertas de gás natural;
S	Número de cenários de demanda.

Os conjuntos utilizados no modelo são:

D	conjunto de cenários, onde $D = [1, 2, \dots, S]$
T	conjunto de anos, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
M	conjunto de meses, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$
I	conjunto de ofertas de gás natural $I = [1, 2, \dots, N]$

Os parâmetros do modelo são:

- $c_{a,m,i}$ Preço do gás retirado da i -ésima oferta de gás natural no mês m do ano a ;
- $d_{s,a,m}^{gás}$ Demanda total de gás natural no mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- p_s Probabilidade de ocorrência do cenário de demanda s ;
- λ Operador que assume valores entre 0 e 1, a critério do usuário, de forma a representar a aversão a risco, sendo 0 neutro e 1 totalmente avesso.
- $(1-\alpha)$ Nível de confiança associado ao $CVaR$, entre 0 e 1;

A variável de decisão do modelo é:

- $v_{i,s,a,m}$ Vazão de gás natural retirada da i -ésima oferta de gás natural ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- C_s Custo de suprimento de gás no cenário s ;
- z Quantil da distribuição a ser definido pelo problema de otimização;
- y_s Truncamento positivo da diferença entre z e os custos em cada cenário, ou seja, a distância entre os custos piores que z e C_s ;

A esta modelagem ainda será acrescentada a formulação robusta descrita na seção 2.1, conforme detalhado no Capítulo 4.

3 Estocagem de gás natural

Com o aumento do uso do gás natural, cada vez mais são utilizadas estocagens nas cadeias de suprimento deste insumo. Literatura sobre o papel da estocagem de gás e suas aplicações pode ser encontrada em [95] a [108].

Nos EUA, por exemplo, o uso das estocagens já é consolidado. A capacidade útil de armazenamento de gás natural neste país é de aproximadamente 127 bilhões de m³ de gás útil (capacidade total de 250 bilhões de m³), como pode ser visto na Figura 18.

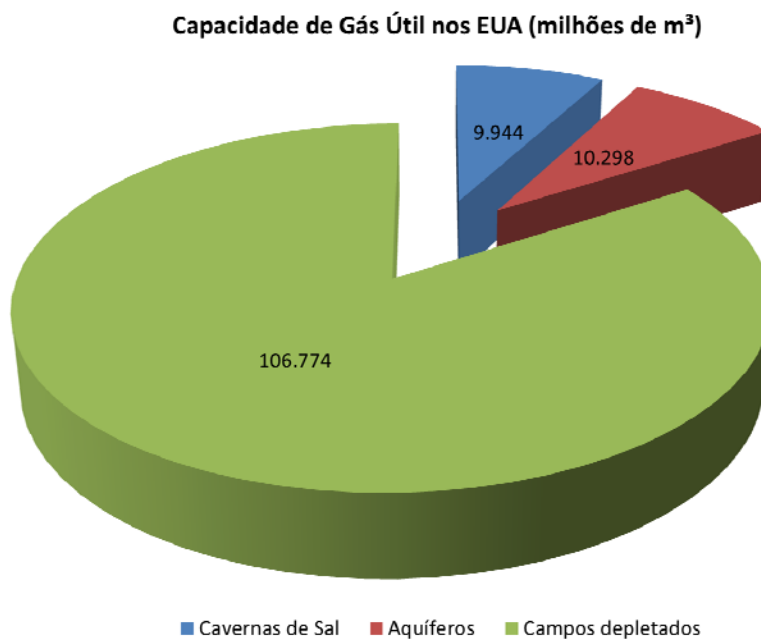


Figura 18 – Capacidade de armazenamento de gás natural nos EUA. Fonte: EIA [122].

A estocagem de gás natural tem sido utilizada para introduzir flexibilidade em sistemas sujeitos a variações e incerteza. Outros mecanismos podem ser utilizados, como a contratação de um mercado interruptível – o qual pode não ser representativo frente às variações de demanda observadas ou apresentar um tempo de resposta incompatível com a dinâmica de suprimento –, a construção de gasodutos de elevada capacidade – o que pode elevar demasiadamente o custo do

gás natural, reduzindo sua competitividade – e a utilização de créditos de energia, os chamados reservatórios virtuais.

No hemisfério norte a estocagem de gás é utilizada tradicionalmente para compatibilizar oferta e demanda ao longo do ano, particularmente em função de variações sazonais relacionadas à maior demanda nos meses de inverno, quando se faz uso intenso de aquecimento residencial e comercial [98] e [107], conforme Figura 19 e Figura 20.

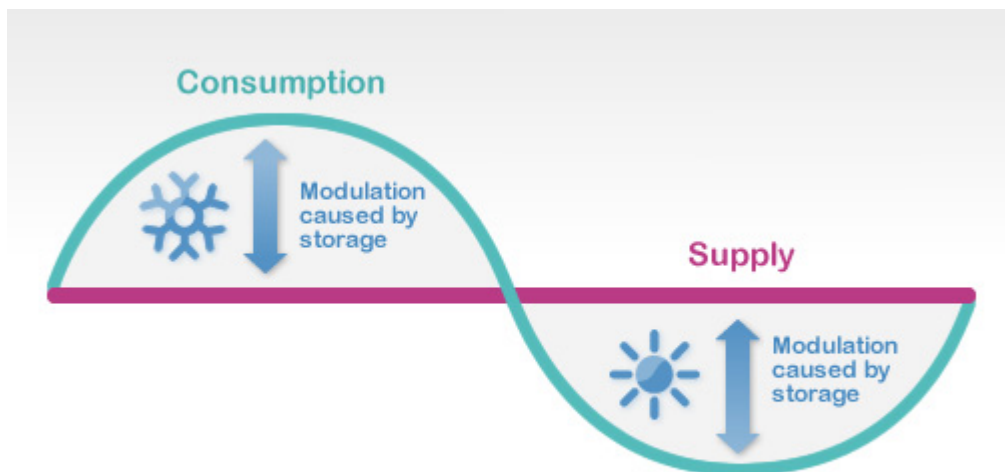


Figura 19 – Perfil de uso da estocagem de gás natural para compatibilizar variações sazonais. Fonte: TIGF [129].

Nos EUA, em particular, com um mercado que consome entre 50 e 70 bilhões de m³/dia, variando sazonalmente, percebe-se a elevada relação entre capacidade de estocagem e demanda neste país.

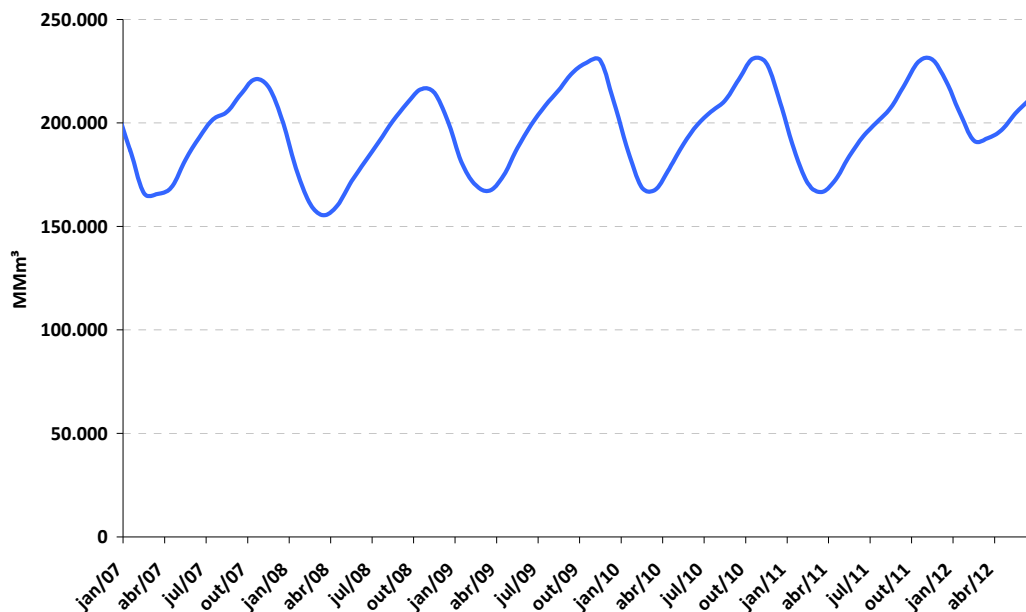


Figura 20 - Histórico do nível total de estocagem de gás natural nos EUA. Fonte: EIA [122].

A utilização da estocagem para compatibilizar variações sazonais permite que os fornecedores otimizem seus custos de suprimento, pois possibilita realizar compras em períodos de preços mais favoráveis, evitando as compras nos meses de inverno quando os preços são pressionados pela maior demanda. Mecanismos similares são utilizados também no curto prazo para realizar especulação de mercado, possibilitando ao supridor de gás natural aproveitar oportunidades de mercado e reduzir sua exposição a flutuações de preço [107].

Outro efeito propiciado pela estocagem é a compatibilização do fluxo de oferta e demanda em horizontes curtos – horários ou diários - permitindo separar o ritmo de produção (ou importação) do ritmo de consumo. Ao injetar gás em períodos de baixa demanda e retirar nos períodos de alta demanda, é possível aumentar a capacidade de atendimento do mercado para uma mesma capacidade de produção. Isto diminui a ociosidade do sistema, reduz custos operacionais em um fenômeno conhecido como balanceamento da produção (*production smoothing*) e, eventualmente, posterga investimentos em produção e infraestrutura de transporte. Em geral, quanto maiores e mais descasadas forem as variações observadas na demanda em relação às variações observadas na oferta, maior o valor da estocagem.

Outro benefício da estocagem é a possibilidade de aumentar a confiabilidade de suprimento. Quando localizadas próximo aos centros consumidores, as estocagens ajudam a compensar falhas temporárias que ocorram em equipamentos a montante na cadeia de suprimento do gás natural (transporte, processamento e produção), bem como acomodar picos de demanda não previstos. Em janeiro de 1994, condições severas de temperatura no nordeste e meio-oeste norte-americanos aumentaram a demanda por aquecimento, resultando em níveis recordes de retirada de gás das estocagens para complementar a oferta de gás. O investimento em capacidade de estocagem entre 1989 e 1993 foi fundamental para que o atendimento a esta demanda fosse bem sucedido [96].

Estocagens têm, ainda, importância estratégica, pois provêm um grau de autonomia energética em países sujeitos a cenários de instabilidade política, minimizando impactos decorrentes de problemas circunstanciais que resultem em cortes de fornecimento.

No cenário internacional, os principais agentes que utilizam estocagens são transportadores de gás e companhias distribuidoras. Nos EUA, aproximadamente 60% da capacidade das estocagens em uso pertence a companhias transportadoras, enquanto 33% pertence a companhias distribuidoras e 7% a agentes independentes [99].

No Brasil, não existem estocagens subterrâneas de gás natural. Entretanto, a baixa capacitância do sistema sugere que pode haver ganho no uso deste tipo de estrutura para otimizar os custos de suprimento e melhor utilizar os recursos disponíveis ao país. Particularmente em função da volatilidade observada na demanda de gás natural, em especial na demanda termelétrica, as cavernas de sal, por apresentarem maior flexibilidade dentre os tipos de estocagem (como será apresentado à frente), parecem ser as estruturas mais adequadas ao uso no Brasil.

Além de amortecer flutuações de demanda e aumentar a confiabilidade do sistema, o uso de uma estocagem permitiria realizar um planejamento mais efetivo das aquisições de gás e GNL, eventualmente aproveitando oportunidades de compra a menores preços, evitando compras em momentos desfavoráveis.

3.1. Principais Características

O volume total de gás contido em uma estocagem é constituído de duas parcelas: o gás base (*base gas* ou *cushion gas*) e o gás útil (*working gas*). O gás base é a porção requerida para que a estocagem opere, permanecendo no reservatório para manter a pressão suficientemente alta de modo que o gás útil possa ser retirado nas condições desejadas de vazão. A quantidade de gás útil em relação ao gás base varia de acordo com o tipo de estocagem. Na Tabela 2 são apresentados dados da capacidade útil média de cada tipo de estocagem nos EUA ao final de 2012.

Tabela 2 – Capacidade útil de cada tipo de estocagem. Fonte: EIA [122].

Capacidade Útil Média (EUA) - MMm ³	
Cavernas de Sal	262
Aquíferos	239
Campos Depletados	325

As taxas de injeção e retirada são função da pressão interna do reservatório. Assim, quanto mais cheio o reservatório, maior sua pressão interna e, conseqüentemente, mais difícil será injetar gás e mais fácil retirá-lo. Da mesma forma, quanto mais vazio o reservatório, menor sua pressão interna e mais fácil torna-se injetar mais gás e mais difícil retirá-lo. Os compressores para injeção e retirada do gás natural consomem cerca de 1% do gás movimentado.

A correlação entre volume estocado e vazão de retirada/injeção é não-linear. Para aplicações práticas, usualmente considera-se que as vazões são constantes para determinada quantidade de gás armazenado. No modelo apresentado neste estudo, por simplicidade, considerou-se que há um limite máximo para as vazões, independente do nível do reservatório.

Existem três principais maneiras de estocar gás natural: através de campos depletados, aquíferos ou cavernas de sal. Cada tipo de estocagem tem características próprias distintas: porosidade, permeabilidade, necessidade de investimento, custos de operação e manutenção, capacidade de injeção e retirada, capacidade de ciclagem.

Dentre os três tipos de estocagem, as cavernas de sal são usualmente as que requerem maior investimento. Uma estocagem em caverna de sal capaz de realizar

de 6 a 12 ciclos por ano custa em torno de 0,50 US\$ por m³, enquanto uma estocagem em campos depletados custa perto da metade deste valor [99]. Outro fator que impacta no investimento é a quantidade de *gás base* que necessita ser injetada na estocagem, o qual não será recuperado. A tabela a seguir apresenta alguns valores de projetos reais dos Estados Unidos.

Tabela 3 – Valores de projetos de estocagem nos Estados Unidos. Fonte: FERC [102].

	Caverna de Sal no Golfo do México	Campo Depletado no Nordeste dos EUA
Capacidade (MMm ³)	140	270
Vazão (MMm ³ /dia)	14	4
Custo Gás Base (US\$MM)	12	3,2
Custo Total (US\$ MM)	65	39,5

3.2. Campos depletados

Campos depletados de gás ou petróleo têm sido utilizados largamente para estocagem de gás natural devido à sua maior disponibilidade e facilidade de conversão, já que é possível aproveitar as interligações já existentes entre produção, processamento e mercado, reduzindo o custo de conversão [96] e [98].

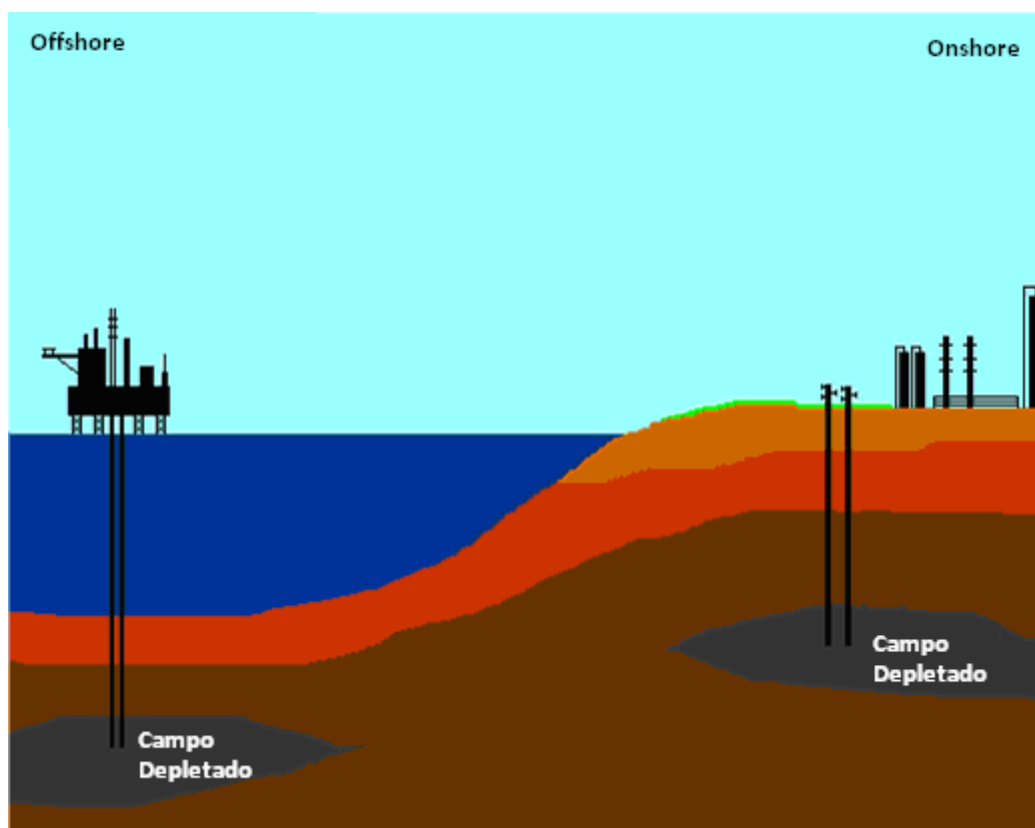


Figura 21 - Estocagem de gás natural em campos depletados. Fonte: Constain (adaptado) [130].

Tipicamente, estocagens em campos depletados, quando comparadas aos outros tipos de estocagem subterrâneas, possibilitam menor quantidade de ciclos de injeção e retirada, usualmente 1 ciclo de injeção/retirada por ano. Devido a esta característica, são utilizadas principalmente para suprimentos sazonais (verão/inverno). As vazões de retirada diária são função das características de porosidade e permeabilidade do reservatório, número de compressores e nível de *gás base*. Usualmente, necessita de uma quantidade de *gás base* próxima a 50% da capacidade para operar, o que eleva o investimento inicial [102]. Por outro lado, é o que requer menor investimento, pois possibilita fazer uso de instalações anteriormente implantadas, como já mencionado. Adicionalmente, como estes campos possuem histórico de funcionamento com hidrocarbonetos, sua geologia é conhecida, o que reduz o risco de vazamentos ou contaminação.

3.3. Aquíferos

Estocagens de gás natural em aquíferos aproveitam estruturas geológicas que originalmente contêm água. Em geral, são utilizadas apenas na ausência de campos depletados, pois possuem custos mais elevados de investimento e operação. Como tipicamente os grandes centros urbanos se desenvolvem perto de concentrações de água doce, este tipo de estocagem tem localização privilegiada, próximo ao mercado.

Para funcionar, o gás é injetado na parte superior do aquífero e assim desloca progressivamente a água através da formação. A retirada do gás é favorecida pela pressão exercida pela água possibilitando altas taxas de retirada e realização de mais ciclos por ano do que os campos depletados. Entretanto, para que este mecanismo funcione adequadamente pode ser necessária uma alta parcela de *gás base* (até 80% ou 90%), tornando alto seu investimento [96] e [102]. Adicionalmente, o contato com a água pode trazer problemas de contaminação no fluxo de gás retirado, o que exige investimento adicional em plantas de desidratação.

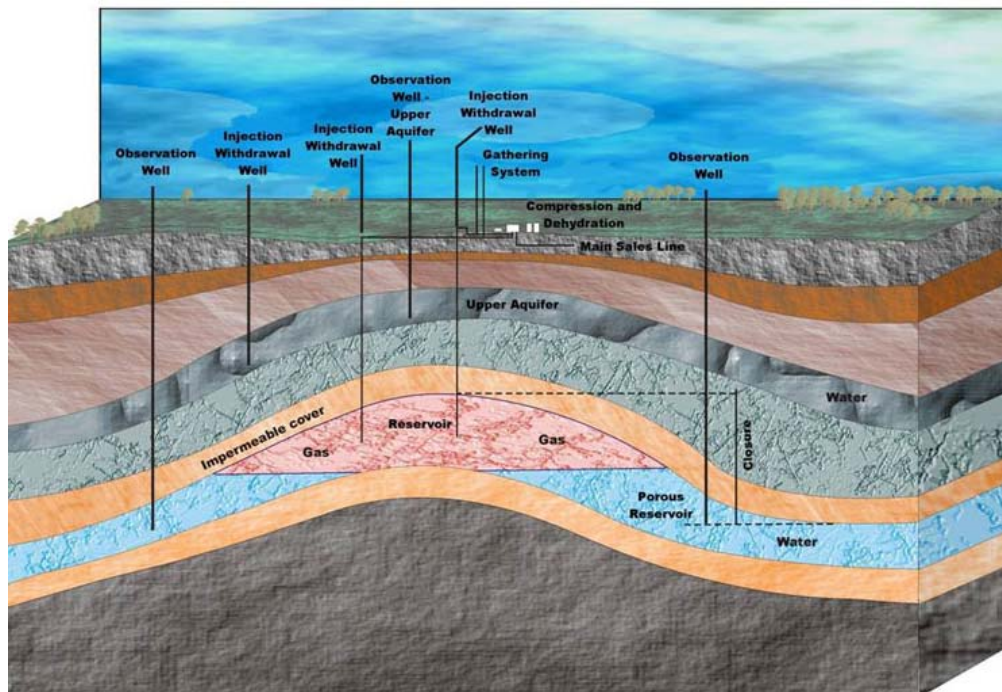


Figura 22 - Estocagem de gás natural em aquífero. Fonte: Intragaz [131].

Por se tratar de uma instalação sem histórico prévio de funcionamento com gás, o risco geológico tende a ser maior, havendo possibilidade de vazamento e de

contaminação do lençol freático com hidrocarbonetos. A depender do país, pode haver severas restrições ambientais [98].

3.4. Cavernas de Sal

Este tipo de estocagem é formado em cavernas escavadas em camada de sal a qual é muito rígida e não-porosa, propiciando a este tipo de formação elevado grau de estanqueidade. As cavernas de sal são criadas através da injeção de água a qual dissolve o sal, extraindo-se água salobra. O espaço remanescente é, então, utilizado para estocar o gás natural que é injetado em alta pressão. A Figura 23 apresenta um esquema dos reservatórios em caverna de sal, destacadas em amarelo.

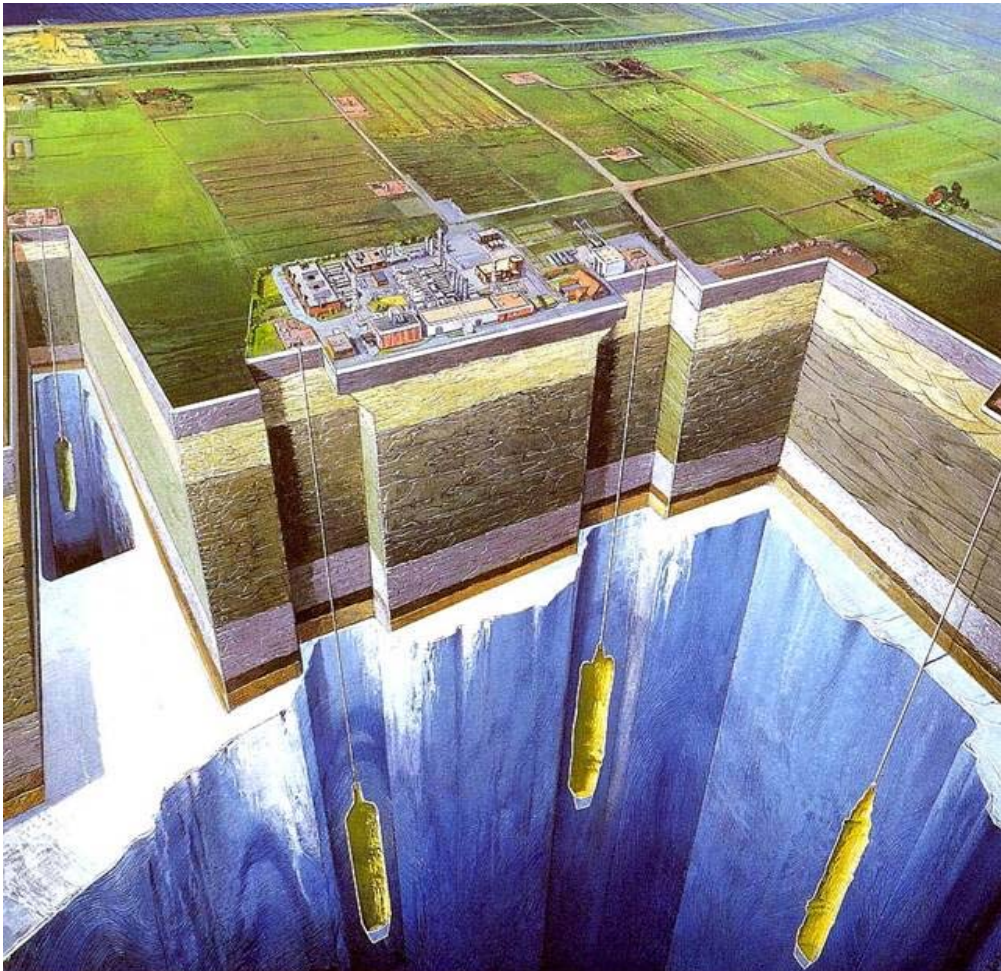


Figura 23 – Estocagem de gás natural em cavernas de sal. Fonte: EIA [122].

Em função do processo de implantação, este é o tipo de estocagem mais caro dentre os três apresentados. Entretanto, é capaz de operar com apenas 25% de

gás base, podendo chegar próximo a zero em casos emergenciais. Também apresenta altas taxas de retirada, superiores às apresentadas em aquíferos e campos depletados, sendo adequado para situações em que a variação da demanda é elevada. Em função das altas vazões, podem ser realizados mais ciclos por ano (até 10 a 12 vezes por ano) [102], permitindo tirar vantagem de variações de curto prazo de preço. Outra vantagem identificada na literatura é que, por ocuparem uma área menor do que a ocupada por campos depletados (em uma razão de 100:1), as cavernas de sal são mais fáceis de terem seus processos monitorados. A necessidade de dar destinação à água salgada produzida durante a formação da caverna de sal pode impor custos adicionais de investimento, sobretudo por restrições ambientais.

Existem dois tipos básicos de cavernas de sal: em domos ou leitos. Os domos de sal são formações maciças com 10 km de altura que ocorrem a 500 m abaixo da superfície. Entretanto, a profundidades superiores a 2 km, na medida em que a temperatura e pressão aumentam, as propriedades físicas do sal se alteram, o que pode comprometer a estrutura da caverna. Assim, usualmente as cavernas de sal feitas neste tipo de formação situam-se em profundidades não superiores a 1,5 ou 2,0 km.

Uma caverna em leitos de sal, por outro lado, é desenvolvida em uma formação mais fina, de 300 metros de altura ou menos. Portanto, possuem uma proporção mais achatada em relação às cavernas em domos de sal. Por este motivo, são mais sujeitas à deterioração das paredes e parte superior que estão submetidas a maiores esforços. Este tipo de formação também contém maior quantidade de partículas insolúveis que permanecem após a formação da caverna e que podem contaminar o fluxo de gás a depender da velocidade de escoamento, impondo limitações às taxas de retirada de gás natural. Deste modo, costumam ser mais dispendiosas do que as cavernas em domos de sal.

3.5. Outros tipos de armazenamento de gás natural

Outros tipos de armazenamento de gás natural foram identificados na literatura para fins de *peak-shaving* dos quais se destaca a tancagem de GNL e o uso do inventário de gás dos dutos de transporte (*line-pack*). O *peak-shaving* é um

processo em que variações de curtíssimo prazo, em geral provocados pelos centros consumidores, são amortecidas, reduzindo impactos a montante da cadeia de suprimento.

Para serem capazes de fazer *peak-shaving*, as estocagens tradicionais devem estar muito próximas dos centros consumidores e serem capazes de responder a transientes mais curtos. Quando esta condição não é possível, a tancagem de GNL passa a ser uma solução viável ainda que, em geral, mais cara. O *line-pack* dos gasodutos também pode ser utilizado para cobrir picos horários e até diários de demanda, porém requer capacidade ociosa. A relação entre o custo de implantação de uma tancagem de GNL, o custo de capacidade de transporte ociosa e a percepção do custo de déficit definirá a melhor alternativa a ser adotada.

No Brasil, existe ainda a possibilidade de fazer uso de reservatórios virtuais. Este conceito baseia-se no fato de haver capacidade de armazenamento já instalada nas hídricas do SIN que é ociosa em grande parte do tempo. A ideia é que determinado agente gerador possa realizar a seu critério uma geração adicional ao despachado, fazendo jus a créditos de energia os quais podem ser utilizados posteriormente para substituir geração física despachada por ordem de mérito de custo. A geração de energia termelétrica em caráter adicional ao solicitado, ou Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) faz com que uma usina hidrelétrica deixe de gerar, permitindo que uma quantidade energética de água não seja utilizada, permanecendo armazenada em um reservatório hídrico com capacidade ociosa. Este saldo pode então ser utilizado, a critério do agente detentor do crédito, mediante geração hídrica adicional, a qual substitui a usina termelétrica inicialmente despachada.

Este mecanismo faz com que haja uma equivalência entre gás e água o que permite ao país utilizar reservatórios hídricos já instalados e ociosos como estoque de gás, reduzindo ociosidade, otimizando o uso da estrutura existente e, em última instância, evitando novos investimentos. Por outro lado, o agente detentor de créditos fica exposto ao risco de ter seus créditos “vertidos”.

Outro aspecto benéfico para o sistema é que, como a equivalência entre o preço do gás e o preço da energia depende de fatores como eficiência da usina, a utilização dos reservatórios virtuais permite otimizar também a eficiência da geração (gerar a mesma energia ao longo do tempo com menos combustível) e o

custo operacional (gerar a mesma energia ao longo do tempo em usinas com menor custo de O&M).

Entretanto, existem entraves de caráter conceitual e regulatório para aplicação efetiva deste mecanismo, conforme mencionado em 1.4. Em consideração a estas restrições, a GFOM não será considerada na modelagem apresentada nesta dissertação.

4 Modelagem matemática

Para realizar o estudo de caso, foi construído um modelo de programação linear híbrido de otimização estocástica com otimização robusta. O modelo decide as quantidades de gás natural e GNL a serem compradas de cada oferta disponível de maneira a minimizar o custo de suprimento ao longo de um horizonte de tempo de 5 anos, discretizado em meses, totalizando 60 períodos. Ao modelo é dada a possibilidade de dimensionar uma estocagem de gás natural, mediante investimento inicial e custos operacionais ao longo de sua vida útil. Portanto, há um compromisso entre a otimização de custos propiciada pelo uso da estocagem subterrânea de gás e o investimento necessário para implantação desta.

A incerteza na demanda de gás natural foi tratada através da utilização de 2.000 séries equiprováveis e independentes de despacho termelétrico, obtidas a partir de uma simulação de Monte Carlo da operação do sistema elétrico disponibilizada pela Empresa de Pesquisa Energética para o Leilão de Energia A-5 de 2011 [109]. Assim, a cada série de despacho, corresponde um cenário de demanda termelétrica de gás. A conversão entre CMO e demanda termelétrica de gás foi feita com base nos CVUs e consumos das usinas termelétricas em operação no horizonte de análise¹⁰. A demanda não-térmica, vinculada ao consumo em indústrias, comércio, residências e veículos, é bastante relacionada à atividade econômica observada em dado momento. Esta condição permite realizar projeções de caráter determinístico, com base em parâmetros macroeconômicos como, por exemplo, projeção de crescimento do PIB. De posse de uma projeção determinística da demanda não-térmica e dos 2.000 cenários de demanda termelétrica, foram obtidos os 2.000 cenários de demanda de gás natural que são utilizados como dados de entrada ao modelo.

A incerteza no preço de GNL foi tratada através de uma formulação robusta que é apresentada à frente, na seção 4.1.2. As formulações apresentadas a seguir

¹⁰ Para referência, vide Tabela 5 no item 5.3.

utilizam uma taxa de desconto¹¹ para trazer a valor presente os custos incorridos em cada período do horizonte de análise.

4.1. Função objetivo

A função objetivo busca minimizar o custo de suprimento dos cenários de demanda ao longo de 60 meses. Foram utilizadas métricas para sumarizar e expressar o perfil de aversão a risco do supridor. O valor esperado e o *CVaR* compõem a função objetivo, a qual é uma combinação convexa destes dois parâmetros. Adicionalmente, foi inserido na função objetivo o investimento a ser desembolsado no instante inicial para implantação de uma estocagem de gás a ser dimensionada pelo modelo, de acordo com a seguinte formulação:

$$\underset{C_s, z, y}{\text{Min}} \left[\left(z + \frac{1}{1-\alpha} \cdot \sum_{s=1}^S y_s \cdot p_s \right) \cdot \lambda + \left(\sum_{s=1}^S C_s \cdot p_s \right) \cdot (1-\lambda) + C^{Inv-est} \right] \quad (40)$$

Sujeito a:

$$z + y_s \geq C_s \quad \forall s \in D \quad (41)$$

$$z, y_s \geq 0 \quad \forall s \in D \quad (42)$$

Os índices são:

s Indexador que indica o cenário de demanda;

S Número de cenários de demanda.

Os conjuntos são:

D conjunto de cenários, onde $D = [1, 2, \dots, S]$

Os parâmetros são:

p_s Probabilidade de ocorrência do cenário de demanda s ;

¹¹ Como os riscos da incerteza na demanda e no preço de GNL foram considerados no modelo, a taxa de desconto utilizada (representada no algoritmo pelo parâmetro *tma*) não inclui um *spread* de risco para essas incertezas, ou seja, a taxa de desconto utilizada é livre de risco.

- λ Operador que assume valores entre 0 e 1, a critério do usuário, de forma a representar a aversão a risco, sendo 0 neutro e 1 totalmente avesso.
- $(1-\alpha)$ Nível de confiança associado ao $CVaR$, entre 0 e 1;

As variáveis de decisão são:

- z Variável auxiliar para o cálculo do α - $CVaR$ que assume o custo referente ao VaR . É o quantil da distribuição a ser definido pelo problema de otimização;
- y_s Truncamento positivo da diferença entre z e os custos de cada cenário de demanda, ou seja, a distância entre os custos piores que z e C_s ;
- C^{Inv_est} Custo do investimento para implantação da estocagem de gás natural em milhões de US\$, onde $C^{Inv_est} = f(c^{est}, E)$;
- C_s Custo de suprimento de gás no cenário de demanda s em milhões de US\$, onde $C_s = f(C_s^{gás}, \Omega_s^*, C_s^{Afret_GNL})$.

O investimento em estocagem, C^{Inv_est} , é função do custo unitário de investimento (parâmetro informado pelo usuário) e da capacidade de armazenamento da estocagem de gás natural que é uma decisão do modelo. O custo de suprimento C_s de cada cenário de demanda é composto de três parcelas: (i) o custo $C_s^{gás}$ com a compra de gás natural das ofertas convencionais; (ii) o custo Ω_s^* com a compra de GNL; e (iii) o custo $C_s^{Afret_GNL}$ de afretamento de navios metaneiros para armazenamento do GNL comprado. Cada uma destas três parcelas é função de decisões do modelo e será detalhada nas próximas seções.

4.1.1. Custo de suprimento das ofertas convencionais

Para cada cenário de demanda, o custo de suprimento das ofertas convencionais $C_s^{gás}$ foi representado no modelo conforme as equações (29)-(31). A estas equações foram acrescentados termos para o custo de déficit, permitindo ao modelo não entregar gás ao mercado, para a taxa de desconto, para trazer os custos a valor presente, e fatores de conversão necessários para conciliar as

unidades adotadas na formulação. O custo de suprimento das ofertas convencionais foi expresso da seguinte forma (em milhões de US\$):

$$C_s^{gás} = \sum_{a=1}^A \sum_{m=1}^{12} \left(\sum_{i=1}^N c_{i,a,m} \cdot v_{i,s,a,m} + c_{a,m}^{def} \cdot v_{s,a,m}^{def} \right) \cdot (1 + tma)^{[1-(a+m/12)]} \cdot \frac{30}{26,8} \quad \forall s \in D \quad (43)$$

Sujeito a:

$$v_{s,a,m,i}, v_{s,a,m}^{def} \geq 0 \quad \forall i \in I, a \in T, m \in M, s \in D \quad (44)$$

Os índices são:

- s Indexador que indica o cenário de demanda;
- a Indexador que indica o ano do horizonte;
- m Indexador que indica o mês do ano;
- i Indexador que indica a oferta de gás natural;
- A Número de anos do horizonte de análise;
- N Número de ofertas de gás natural;
- S Número de cenários de demanda.

Os conjuntos são:

- D conjunto de cenários de demanda, onde $D = [1, 2, \dots, S]$
- T conjunto de anos do horizonte de análise, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
- M conjunto de meses do ano, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$
- I conjunto de ofertas de gás, onde $I = [1, 2, \dots, N]$

Os parâmetros são:

- $c_{i,a,m}$ Preço da oferta i , em US\$/MMBtu, no mês m do ano a ;
- $c_{a,m}^{def}$ Custo de déficit, em US\$/MMBtu, no mês m do ano a ;
- tma Taxa mínima de atratividade do supridor de gás natural;

As variáveis de decisão são:

- $v_{i,s,a,m}$ Oferta de gás natural retirada da oferta i , em milhões de m³/dia, no mês m do ano a no cenário de demanda s ;

$v_{s,a,m}^{def}$ Demanda de gás natural não atendida, em milhões de m³/dia, no mês m do ano a no cenário de demanda s ;

Os fatores de conversão são:

- 30 Fator para totalizar as vazões diárias (milhões de m³/dia) em volumes mensais (milhões de m³);
- $\frac{1}{26,8}$ Fator de conversão de m³ de gás natural para energia em MMBtu.

4.1.2.

Custo de suprimento de GNL via otimização robusta

Conforme mencionado em 2.1, a técnica de Bertsimas e Sim foi utilizada para tratar a incerteza do preço do GNL. À formulação dual apresentada no bloco (23)-(28), foram inseridos fatores de conversão para conciliar as unidades utilizadas e uma taxa de desconto, para trazer os custos a valor presente. A formulação final é a seguinte (em milhões de US\$):

$$\Omega_s^* = \sum_{a=1}^A \left(\sum_{m=1}^{12} c_{a,m}^{ref-GNL} \cdot \mu_{s,a,m} + \eta_{s,a,m} + \rho_{s,a,m} + \bar{\pi} \cdot \omega_{s,a,m} - \underline{\pi} \cdot \sigma_{s,a,m} + K_a \cdot \beta_{s,a} \right) \cdot (1+tma)^{1-a} \quad \forall s \in D \quad (45)$$

Sujeito a:

Restrição dual referente à variável primal $\pi_{s,a,m}$:

$$\mu_{s,a,m} + \omega_{s,a,m} - \sigma_{s,a,m} + \theta_{s,a,m-1} - (1+r^+) \cdot \theta_{s,a,m} - \gamma_{s,a,m-1} + (1-r^-) \cdot \gamma_{s,a,m} \geq q_{s,a,m}^{gnl} \cdot \frac{0,6}{26,8} \cdot (1+tma)^{-m/12}$$

$$\forall a \in T, m \in M, s \in D \mid m \neq 1, m \neq 12 \quad (46)$$

$$\mu_{s,a,m} + \omega_{s,a,m} - \sigma_{s,a,m} - (1+r^+) \cdot \theta_{s,a,m} + (1-r^-) \cdot \gamma_{s,a,m} \geq q_{s,a,m}^{gnl} \cdot \frac{0,6}{26,8} \cdot (1+tma)^{-m/12}$$

$$\forall a \in T, m \in M, s \in D \mid m = 1 \quad (47)$$

$$\mu_{s,a,m} + \omega_{s,a,m} - \sigma_{s,a,m} + \theta_{s,a,m-1} - \gamma_{s,a,m-1} \geq q_{s,a,m}^{gnl} \cdot \frac{0,6}{26,8} \cdot (1+tma)^{-m/12}$$

$$\forall a \in T, m \in M, s \in D \mid m = 12 \quad (48)$$

Restrição dual referente à variável primal $x_{s,a,m}^+$:

$$-\Delta_{a,m}^+ \cdot \mu_{s,a,m} + \beta_{s,a} + \eta_{s,a,m} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (49)$$

Restrição dual referente à variável primal $x_{s,a,m}^-$:

$$\Delta_{a,m}^- \cdot \mu_{s,a,m} + \beta_{s,a} + \rho_{s,a,m} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (50)$$

Restrição de não-negatividade:

$$\beta_{s,a}, \gamma_{s,a,m}, \theta_{s,a,m}, \eta_{s,a,m}, \rho_{s,a,m}, \omega_{s,a,m}, \sigma_{s,a,m} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (51)$$

$$q_{s,a,m}^{gnl}, \mu_{s,a,m} \in R \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (52)$$

Os índices são:

- s Indexador que representa os cenários de demanda;
- a Indexador que representa os anos do horizonte;
- m Indexador que representa os meses do ano;
- A Número de anos do horizonte de análise;

Os conjuntos são:

- T conjunto de anos, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
- M conjunto de meses, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$
- D conjunto de meses, onde $D = [1, 2, \dots, S]$

Os parâmetros são:

- $c_{a,m}^{ref-GNL}$ Preço de referência do GNL, em US\$/MMBtu, no mês m do ano a ;
- $\Delta_{a,m}^+$ Variação positiva máxima do preço de GNL em relação à referência, em US\$/MMBtu, no mês m do ano a ;
- $\Delta_{a,m}^-$ Variação negativa máxima do preço de GNL em relação à referência, em US\$/MMBtu, no mês m do ano a ;
- r^+ Variação positiva máxima permitida do preço do GNL entre meses consecutivos, em %;

r^-	Variação negativa máxima permitida do preço do GNL entre meses consecutivos, em %;
K_a	Parâmetro que mede o grau de conservadorismo no ano a .
$\bar{\pi}$	Máximo preço de estresse do GNL permitido, em US\$/MMBtu;
π	Mínimo preço de estresse do GNL permitido, em US\$/MMBtu;
tma	Taxa mínima de atratividade do supridor de gás natural.

As variáveis de decisão são:

$q_{s,a,m}^{gnl}$	Volume de GNL comercializado, em mil m ³ de GNL, no início do mês m do ano a e cenário de demanda s .
$\mu_{s,a,m}$	Variável de decisão dual que corresponde à restrição (15) do modelo primal, no mês m do ano a e cenário de demanda s ;
$\omega_{s,a,m}$	Variável de decisão dual que corresponde à restrição (16) do modelo primal, no mês m do ano a e cenário de demanda s ;
$\sigma_{s,a,m}$	Variável de decisão dual que corresponde à restrição (17) do modelo primal, no mês m do ano a e cenário de demanda s ;
$\theta_{s,a,m}$	Variável de decisão dual que corresponde à restrição (18) do modelo primal, no mês m do ano a e cenário de demanda s ;
$\gamma_{s,a,m}$	Variável de decisão dual que corresponde à restrição (19) do modelo primal, no mês m do ano a e cenário de demanda s ;
$\beta_{s,a}$	Variável de decisão dual que corresponde à restrição (20) do modelo primal, no mês m do ano a e cenário de demanda s ;
$\eta_{s,a,m}$	Variável de decisão dual que corresponde à restrição (21) do modelo primal, no mês m do ano a e cenário de demanda s ;
$\rho_{s,a,m}$	Variável de decisão dual que corresponde à restrição (22) do modelo primal, no mês m do ano a e cenário de demanda s ;

Os fatores de conversão são:

0,6 Fator de conversão de mil m³ de GNL para milhões de m³ de gás natural;

$\frac{1}{26,8}$ Fator de conversão de m³ de gás natural para energia em MMBtu.

Nesta formulação, dado um cenário de demanda, é obtido um conjunto de preços mensais de GNL que penalizam ao máximo o custo anual de suprimento de GNL. O grau de penalização é controlado pelo parâmetro K_a , informado pelo usuário, e pode ser entendido como o número de meses em determinado ano em que o preço de estresse do GNL se descolará da projeção de referência, $c_{a,m}^{ref}$. A equação (46) controla o comportamento do preço de estresse do GNL $\pi_{s,a,m}$. Como a frequência com que o preço de estresse se descolará do preço de referência é definida em uma base anual, a equação (46) não se aplica nas transições de ano. Assim, é necessário definir novas equações, (47) e (48), para os meses $m=1$ e $m=12$ as quais desconsideram os termos referentes à mudança de ano (ex.: passagem de dezembro do ano 1 para janeiro do ano 2).

4.1.3. Custo de estocagem de GNL em navios criogênicos

Como alternativa ou complemento ao armazenamento de gás natural na estocagem, é dada ao modelo a possibilidade de armazenar GNL em navios metaneiros, mediante pagamento de uma taxa de afretamento. Esta opção será adotada de acordo com a vantagem econômica percebida pelo modelo.

Neste trabalho, considerou-se que a quantidade possível de ser armazenada em navios corresponde à quantidade de GNL não utilizada em determinado período m , e que restou para o período seguinte $m+1$. Assim, o custo de afretamento de navios metaneiros no período m , $C_{s,a,m}^{Afret_GNL}$, é função da quantidade do período seguinte $e_{s,a,m+1}^{gnl}$, tendo sido representado da seguinte forma (em milhões de US\$):

$$C_s^{Afret_GNL} = \sum_{a=1}^A \sum_{m=1}^{12} c_{a,m}^{frete_GNL} \cdot e_{s,a,m+1}^{gnl} \cdot (1 + tma)^{[1-(a+m/12)]} \frac{0,6}{26,8} \quad \forall s \in D \quad (53)$$

Sujeito a:

$$e_{s,a,m}^{gnl} \geq 0 \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (54)$$

Os índices são:

- s Indexador que indica o cenário de demanda;
 a Indexador que indica o ano do horizonte;
 m Indexador que indica o mês do ano;
 A Número de anos do horizonte de análise;
 S Número de cenários de demanda.

Os conjuntos são:

- D conjunto de cenários de demanda, onde $D = [1, 2, \dots, S]$
 T conjunto de anos do horizonte de análise, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
 M conjunto de meses do ano, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$

Os parâmetros são:

- $c_{a,m}^{frete_GNL}$ Custo de afretamento de navios metaneiros, em US\$/MMBtu, no mês m do ano a ;
 tma Taxa mínima de atratividade do supridor de gás natural.

As variáveis de decisão são:

- $e_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL armazenado em navios metaneiros, em mil m^3 de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;

Os fatores de conversão são:

- 0,6 Fator de conversão de mil m^3 de GNL para milhões de m^3 de gás natural;
 $1/26,8$ Fator de conversão de m^3 de gás natural para energia em MMBtu.

4.1.4. Custo de investimento da estocagem de gás

Na formulação utilizada, o modelo decide a capacidade de armazenamento “ E ” de uma estocagem de gás. Para tal, é informado previamente pelo usuário um custo unitário de investimento. A capacidade da estocagem definida pelo modelo é única e vale para todos os períodos e cenários de demanda e tem seu investimento expresso da seguinte forma (em milhões de US\$):

$$C^{Inv_est} = c^{est} \cdot E \quad (55)$$

Sujeito a:

$$E \geq 0 \quad (56)$$

O parâmetro é:

c^{est} Custo unitário de investimento para implantação da estocagem de gás natural, em US\$/m³;

A variável de decisão é:

E Capacidade armazenamento da estocagem de gás natural, em milhões de m³.

4.2. Restrições do modelo

Além das equações apresentadas, é necessário estabelecer as regras que regem o atendimento do mercado de gás natural. As equações consideradas no modelo apresentado neste trabalho buscam caracterizar o balanço de oferta e demanda e representar a dinâmica de suprimento de GNL e a evolução dos estoques de gás e de GNL.

4.2.1. Balanço de oferta e demanda de gás natural

A Figura 24 representa de forma simplificada o atendimento do balanço de oferta e demanda de gás natural com base no qual o modelo foi estruturado.

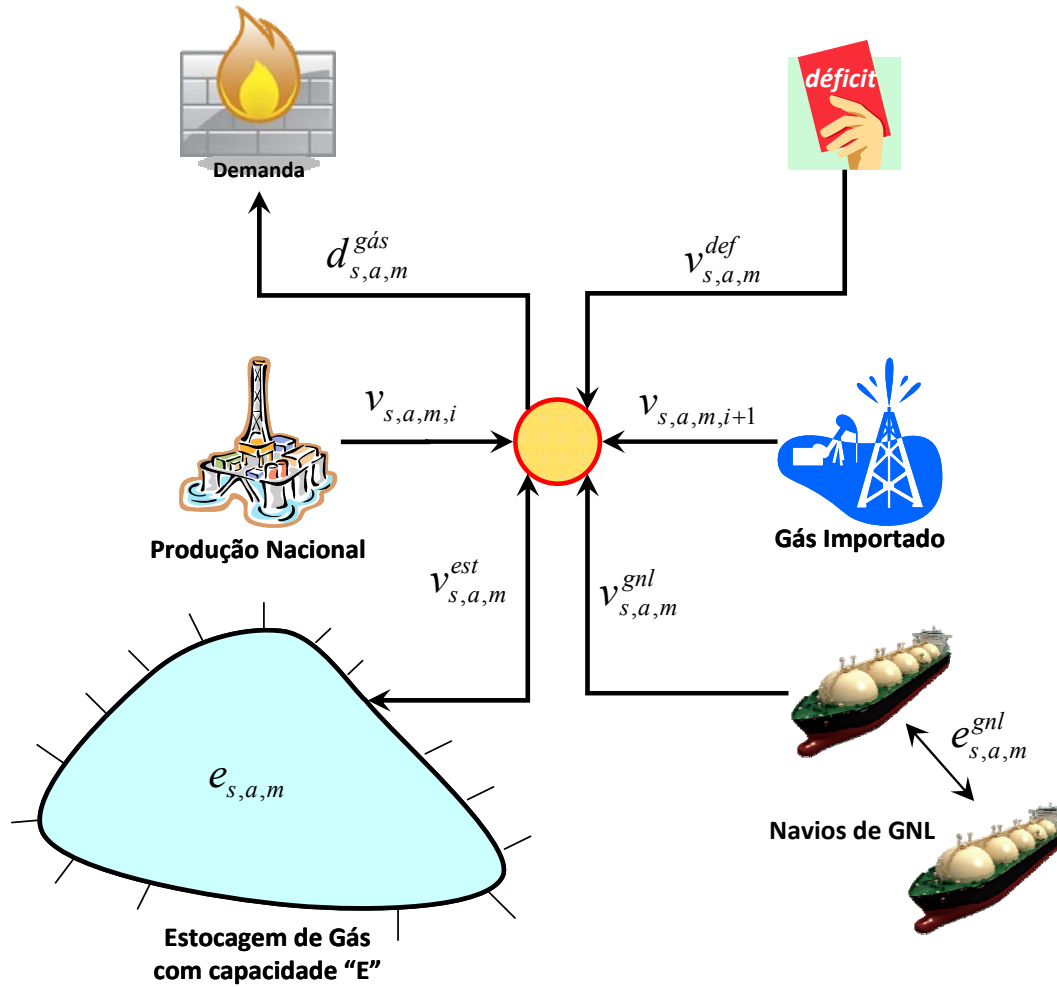


Figura 24 – Representação do balanço de oferta e demanda de gás natural.

Assim, o atendimento do balanço de gás natural foi modelado como segue:

$$\sum_{i=1}^N v_{i,s,a,m} + v_{s,a,m}^{est} + v_{s,a,m}^{gnl} + v_{s,a,m}^{def} = d_{s,a,m}^{gás} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (57)$$

$$v_{i,s,a,m} \leq \bar{v}_{i,a,m} \quad \forall i \in I, s \in D, a \in T, m \in M \quad (58)$$

$$v_{s,a,m}^{gnl} \leq \bar{v}^{gnl} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (59)$$

$$v_{s,a,m}^{est} \leq \bar{v}^{est} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (60)$$

$$v_{s,a,m}^{est} \geq -\bar{v}^{est} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (61)$$

$$v_{i,s,a,m}, v_{s,a,m}^{gnl}, v_{s,a,m}^{def} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (62)$$

$$v_{s,a,m}^{est} \in R \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (63)$$

Os índices são:

s	Indexador que indica o cenário de demanda;
a	Indexador que indica o ano do horizonte;
m	Indexador que indica o mês do ano;
i	Indexador que indica a oferta convencional de gás natural (via duto, produção nacional ou importada);
A	Número de anos do horizonte de análise;
N	Número de ofertas convencionais de gás natural;
S	Número de cenários de demanda.

Os conjuntos são:

D	conjunto de cenários de demanda, onde $D = [1, 2, \dots, S]$
T	conjunto de anos do horizonte de análise, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
M	conjunto de meses do ano, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$

Os parâmetros são:

$d_{s,a,m}^{gás}$	Demanda total de gás natural, em milhões de m ³ /dia, no mês m do ano a no cenário de demanda s ;
$\bar{v}_{i,a,m}$	Vazão máxima de gás possível de ser retirada da i -ésima oferta de gás natural convencional, em milhões de m ³ /dia, ao longo do mês m do ano a ;
\bar{v}^{gnl}	Vazão máxima de GNL possível de ser regaseificada, em milhões de m ³ /dia;
\bar{v}^{est}	Vazão máxima de gás possível de ser retirada/injetada da/na estocagem, em milhões de m ³ /dia;

As variáveis de decisão são:

$v_{i,s,a,m}$	Vazão de gás natural retirada da i -ésima oferta convencional (via duto, produção nacional ou importada), em milhões de m ³ /dia, ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
$v_{s,a,m}^{est}$	Vazão retirada (ou injetada) da estocagem de gás natural, em milhões de m ³ /dia, ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;

- $v_{s,a,m}^{gnl}$ Vazão de GNL regaseificada, em milhões de m³/dia, ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $v_{s,a,m}^{def}$ Demanda de gás natural não atendida, em milhões de m³/dia, ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;

4.2.2. Dinâmica de suprimento

Como mencionado na seção 1.3, no fornecimento de gás via gasodutos (gás nacional e boliviano) os pedidos são realizados com antecedência de um dia em horários pré-acordados entre as partes. Na modelagem, foi considerado que estas ofertas estão disponíveis a qualquer momento para entrega ao mercado, respeitados limites máximos predefinidos.

Já o processo de compra de GNL tem natureza de um problema de múltiplos estágios, pois, devido ao tempo de negociação e trânsito dos navios, a compra de GNL precisa ser realizada antes que a demanda termelétrica seja revelada, com antecedência de 30 a 60 dias. Por simplicidade, ao invés de tratar o problema em múltiplos estágios, foi inserido um critério de segurança que busca estabelecer um patamar mínimo de compra de GNL para cada cenário. Este critério busca reproduzir o posicionamento de um supridor avesso a risco de déficit e, de certa maneira, caracterizar uma dinâmica de decisão sob incerteza em cada cenário de demanda. Mesmo estando sob um determinado cenário, o modelo não tem a liberdade de selecionar a quantidade ótima que seria selecionada sob informação perfeita, pois é imposta uma restrição que obriga uma compra mínima para atender uma série de demanda de segurança informada pelo usuário.

Cabe destacar neste ponto que a inserção desta restrição tem influência no papel do $CVaR$ na função objetivo. A sintonia do parâmetro λ , que dá peso ao $CVaR$, é um processo acoplado à sintonia da restrição de compra de GNL. Assim, enquanto o requisito de compra mínima de GNL protege o mercado quanto ao atendimento de um número de séries de demanda, o $CVaR$ deve ser encarado como responsável pela aversão a risco de déficit naquelas séries não cobertas pelo requisito de segurança, ou seja, as $\alpha\%$ séries de maior demanda.

A modelagem que define a dinâmica de comercialização de GNL ficou da seguinte maneira:

$$q_{s,a,m}^{gnl} \geq \left[30 \cdot \left(d_{a,m}^{seg} - \sum_{i=1}^N v_{i,s,a,m} \right) - e_{s,a,m}^{est} \right] \frac{1}{0,6} - e_{s,a,m}^{gnl} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (64)$$

$$q_{s,a,m}^{gnl} + e_{s,a,m}^{gnl} \geq 0 \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (65)$$

$$q_{s,a,m}^{gnl} = \text{imp}_{s,a,m}^{gnl} - \text{exp}_{s,a,m}^{gnl} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (66)$$

$$\sum_{m=1}^{12} \text{exp}_{s,a,m}^{gnl} \leq 3204 \quad \forall s \in D, a \in A \quad (67)$$

$$q_{s,a,m}^{gnl} \in R \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (68)$$

$$e_{s,a,m}^{gnl}, e_{s,a,m}^{est}, v_{i,s,a,m} \geq 0 \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (69)$$

$$\text{exp}_{s,a,m}^{gnl}, \text{imp}_{s,a,m}^{gnl} \geq 0 \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (70)$$

Os índices são:

- s Indexador que indica o cenário de demanda;
- a Indexador que indica o ano do horizonte;
- m Indexador que indica o mês do ano;
- i Indexador que indica a oferta convencional de gás natural (via duto, produção nacional ou importada);
- A Número de anos do horizonte de análise;
- N Número de ofertas convencionais de gás natural;
- S Número de cenários de demanda.

Os conjuntos são:

- D conjunto de cenários de demanda, onde $D = [1, 2, \dots, S]$
- T conjunto de anos do horizonte de análise, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
- M conjunto de meses do ano, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$

Os parâmetros são:

- $d_{a,m}^{seg}$ Demanda de segurança, em milhões de m^3 /dia, no mês m do ano a ;
- 3.204 limite máximo anual para exportação de cargas ociosas de GNL, em mil m^3 de GNL, conforme estabelecido na Portaria MME n° 464 de 10 de agosto de 2012;

As variáveis de decisão são:

- $q_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL comercializado, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $v_{i,s,a,m}$ Vazão de gás natural retirada da i -ésima oferta convencional (via duto, produção nacional ou importada), em milhões m³/dia, ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $e_{s,a,m}^{est}$ Volume de gás natural armazenado na estocagem, em milhões de m³, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $e_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL armazenado em navios metaneiros, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $imp_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL comprado, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $exp_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL exportado, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;

Os fatores de conversão são:

- 30 Fator para totalizar a vazão diária em volume mensal;
- $\frac{1}{0,6}$ Fator de conversão de milhões de m³ de gás natural para mil m³ de GNL;

A restrição (64) garante que a demanda de segurança previamente estabelecida pelo usuário, $d_{a,m}^{seg}$, seja atendida por gás das ofertas convencionais

$\sum_{i=1}^N v_{i,s,a,m}$, por gás armazenado na estocagem, $e_{s,a,m}^{est}$, ou por GNL armazenado em

navios, $e_{s,a,m}^{gnl}$. Caso estas quantidades sejam insuficientes para atender a demanda de segurança, deverá ser importado GNL adicional independente da demanda de gás que se concretize em cada cenário e período. Caso as quantidades sejam suficientes, fica estabelecido um limite para a quantidade de GNL que poderá ser exportada.

A possibilidade de exportar o excesso de GNL em estoque foi inserida no modelo para minimizar o custo de sobra decorrente deste processo de compra

conservador. Assim, a variável $q_{s,a,m}^{gnl}$ é irrestrita, com valores negativos indicando exportação de GNL e valores positivos indicando importação. A restrição (65), portanto, limita a exportação às quantidades armazenadas $e_{s,a,m}^{gnl}$, ou seja, não é possível exportar mais do que o volume de GNL em estoque. A expressão (66) desdobra as quantidades comercializadas de GNL $q_{s,a,m}^{gnl}$ em quantidades importadas, $imp_{s,a,m}^{gnl}$, e exportadas, $exp_{s,a,m}^{gnl}$. Isto permite verificar, através da restrição (67), se as quantidades exportadas respeitam o limite anual estabelecido pela Portaria MME nº 464 de 10 de agosto de 2012 de até 3,204 milhões de m³ de GNL.

4.2.3. Evolução do volume de gás armazenado na estocagem

Dado um cenário de demanda, o volume armazenado ao fim de um período de tempo depende da quantidade armazenada inicialmente, do volume retirado/injetado da estocagem e das perdas ao longo do período. No caso da estocagem de gás, as perdas consideradas no modelo correspondem ao consumo dos compressores para movimentação do gás. Assim, quando há retirada de gás armazenado, a estocagem é esvaziada em um montante superior ao efetivamente entregue ao mercado $v_{s,a,m}^{est}$, já que parte do gás é consumida nos compressores. Analogamente, sempre que há injeção de gás, a estocagem enche em um montante inferior ao volume de gás retirado da malha de gasodutos. Para refletir esta condição, é necessário identificar quando há retirada e quando há injeção de gás na estocagem de forma a representar corretamente o efeito das perdas sobre o volume armazenado.

A modelagem considera, ainda, que estocagem a ser implantada tem flexibilidade quanto ao número de ciclos de enchimento e esvaziamento, o que intuitivamente parece ser mais adequado às variações de demanda termelétrica observadas no país. Isto aproxima a estocagem representada no modelo a uma estocagem em caverna de sal. Cabe destacar, entretanto, que ainda que este tipo de armazenamento possua maior flexibilidade, ela apresenta limites de ciclagem, o que não foi representado neste modelo. Considerou-se que esta abordagem não traria prejuízo à representação da estocagem, pois dado que a discretização do

tempo é mensal, os limites anuais de ciclagem não seriam excedidos (no máximo haveria 12 ciclos anuais, o que é consistente com os limites definidos na literatura encontrada, conforme exposto no Capítulo 3).

Também se considerou que existe um limite para a taxa de retirada e injeção de gás da estocagem compatível com a capacidade de regaseificação de GNL do país, possibilitando a substituição plena de GNL por gás armazenado para atendimento ao balanço de gás natural em dado período de tempo.

Assim, a formulação da evolução do volume armazenado na estocagem foi implementada da seguinte forma:

$$e_{s,a,m+1}^{est} = e_{s,a,m}^{est} - 30 \cdot v_{s,a,m}^{est} - 30 \cdot (v_{ret,s,a,m}^{est} + v_{inj,s,a,m}^{est}) \cdot gus \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (71)$$

$$v_{s,a,m}^{est} = v_{ret,s,a,m}^{est} - v_{inj,s,a,m}^{est} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (72)$$

$$e_{s,a,m}^{est} \leq E \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (73)$$

$$e_{s,a,m}^{est} \geq E \cdot base_gas \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (74)$$

$$E, e_{s,a,m}^{est} \geq 0 \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (75)$$

$$v_{ret,s,a,m}^{est}, v_{inj,s,a,m}^{est} \geq 0 \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (76)$$

$$v_{s,a,m}^{est} \in R \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (77)$$

Os índices são:

- s Indexador que indica o cenário de demanda;
- a Indexador que indica o ano do horizonte;
- m Indexador que indica o mês do ano;
- A Número de anos do horizonte de análise;
- S Número de cenários de demanda.

Os conjuntos são:

- D conjunto de cenários de demanda, onde $D = [1, 2, \dots, S]$
- T conjunto de anos do horizonte de análise, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
- M conjunto de meses do ano, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$

Os parâmetros são:

- gus* Gás de uso do sistema para movimentação (injeção/retirada) do gás natural da estocagem, usualmente próximo a 1%.
- $\overline{v^{est}}$ Vazão máxima de gás retirado (ou injetado) da estocagem, em milhões de m³/dia;
- base_gas* Percentual de gás base da estocagem, correspondente à quantidade mínima necessária para que a estocagem opere (gás não recuperável).

As variáveis de decisão são:

- $e_{s,a,m}^{est}$ Volume de gás natural armazenado na estocagem, em milhões de m³, no início do mês *m* do ano *a* no cenário de demanda *s*;
- $v_{s,a,m}^{est}$ Vazão de gás retirada (ou injetada) da estocagem de gás natural, em milhões de m³/dia, ao longo do mês *m* do ano *a* no cenário de demanda *s*;
- E* Capacidade de armazenamento da estocagem de gás natural, em milhões de m³;
- $v_ret_{s,a,m}^{est}$ Vazão de gás retirado da estocagem com base na qual será calculado o consumo dos compressores da estocagem (GUS), ao longo do mês *m* do ano *a* no cenário de demanda *s*;
- $v_inj_{s,a,m}^{est}$ Vazão de gás injetado na estocagem com base na qual será calculado o consumo dos compressores da estocagem, ao longo do mês *m* do ano *a* no cenário de demanda *s*;

Os fatores de conversão são:

- 30 Fator para totalizar a vazão diária em volume mensal.

A restrição (71) dita a evolução da estocagem da seguinte forma: dado um cenário de demanda, a quantidade de gás armazenada na estocagem no início do próximo período equivale à quantidade armazenada no início do período anterior abatido o gás retirado (ou acrescentado o gás injetado, conforme o caso) e descontadas as perdas do consumo dos compressores para movimentação do gás ao longo do período anterior.

A restrição (72) identifica se a vazão da estocagem $v_{s,a,m}^{est}$ é de retirada, $v_{s,a,m}^{ret}$, ou injeção, $v_{s,a,m}^{inj}$, permitindo representar adequadamente o efeito do consumo dos compressores na dinâmica de esvaziamento e enchimento da estocagem de gás. A restrição (73) estabelece que em nenhum momento o volume de gás armazenado pode exceder a capacidade de armazenamento da estocagem definida pelo modelo, enquanto a restrição (74) impede que o gás base seja utilizado (retirado da estocagem).

4.2.4.

Evolução do volume de GNL armazenado em navios criogênicos

A evolução do estoque de GNL armazenado em navios é análoga à da evolução do gás armazenado na estocagem. Dado um cenário de demanda, o volume armazenado no início do próximo período depende da quantidade armazenada no início do período anterior, do volume retirado/adicionado ao estoque ao longo deste período e das perdas que ocorreram. As perdas neste tipo de estocagem acontecem pela vaporização do GNL, o qual é armazenado à pressão atmosférica e a aproximadamente -160°C , e denomina-se *boil-off*. O *boil-off* é da ordem de 0,15% do volume estocado por dia. A formulação da evolução do volume armazenado de GNL em navios foi implementada da seguinte forma:

$$e_{s,a,m+1}^{gnl} = e_{s,a,m}^{gnl} + q_{s,a,m}^{gnl} - \frac{30}{0,6} v_{s,a,m}^{gnl} - P_{s,a,m}^{bog} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (78)$$

$$v_{s,a,m}^{gnl} \leq \overline{v}^{gnl} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (79)$$

$$q_{s,a,m}^{gnl} \in R \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (80)$$

$$e_{s,a,m}^{gnl}, v_{s,a,m}^{gnl} \geq 0 \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (81)$$

Os índices são:

- s Indexador que indica o cenário de demanda;
- a Indexador que indica o ano do horizonte;
- m Indexador que indica o mês do ano;
- A Número de anos do horizonte de análise;
- S Número de cenários de demanda.

Os conjuntos são:

- D conjunto de cenários de demanda, onde $D = [1, 2, \dots, S]$
- T conjunto de anos do horizonte de análise, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
- M conjunto de meses do ano, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$

Os parâmetros são:

- \overline{v}^{gnl} Vazão máxima de regaseificação de GNL, em milhões de m³/dia de gás natural;

As variáveis de decisão são:

- $q_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL comercializado, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $e_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL armazenado em navios metaneiros, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $v_{s,a,m}^{gnl}$ Vazão de GNL regaseificada para atendimento ao mercado, em milhões m³/dia, ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $P_{s,a,m}^{bog}$ Perdas por *boil-off*, em mil m³ de GNL, no mês m do ano a no cenário de demanda s , onde $P_{s,a,m}^{bog} = f(e_{s,a,m}^{gnl}, q_{s,a,m}^{gnl}, v_{s,a,m}^{gnl})$.

Os fatores de conversão são:

- 30 Fator para totalizar a vazão diária em volume mensal;
- $\frac{1}{0,6}$ Fator de conversão de milhões de m³ de gás natural para mil m³ de GNL;

A restrição (78) representa a evolução do estoque de GNL. O nível do estoque de GNL em $m+1$ depende do nível de partida em m , acrescido das quantidades adquiridas (ou reduzido das quantidades exportadas) no início de m , devendo ser abatidas as retiradas efetuadas ao longo do período, bem como as perdas. A modelagem das perdas por *boil-off*, $P_{s,a,m}^{bog}$, é detalhada à frente e, posteriormente, a formulação completa da evolução do estoque de GNL é apresentada.

Perdas por *boil-off*.

O “*boil-off*” é uma perda que incide sobre todo o volume de GNL estocado, na proporção de aproximadamente 0,15% ao dia. Como a vazão regaseificada de GNL é dada em base diária, é necessário estimar o estoque nesta mesma base para então determinar a quantidade vaporizada. Assim, dado um cenário de demanda s , a formulação adotada para estimar a perda observada em um dia j de qualquer mês m do ano a , é a seguinte:

$$Perdas_{dia\ j} = \left[e_{s,a,m}^{gnl} + q_{s,a,m}^{gnl} - \frac{(j-0,5) \cdot v_{s,a,m}^{gnl}}{0,6} \right] bog_{dia} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (82)$$

Para determinar a perda de um dia qualquer j , a equação (82) abate do volume inicialmente armazenado $(e_{s,a,m}^{gnl} + q_{s,a,m}^{gnl})$ todo volume já regaseificado para atendimento da demanda $v_{s,a,m}^{gnl}$ desde o início do mês até o dia j . Para verificar a perda durante todo um mês, que é a unidade de tempo básica do modelo, a formulação deverá totalizar todos os dias do período, de $j = 1$ a 30. Assim, dado um cenário de demanda, a formulação para as perdas por *boil-off* em um dado mês é:

$$P_{s,a,m}^{bog} = \left[30 \cdot (e_{s,a,m}^{gnl} + q_{s,a,m}^{gnl}) - \frac{v_{s,a,m}^{gnl}}{0,6} (0,5 + 1,5 + 2,5 + \dots + 29,5) \right] \cdot bog_{dia} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (83)$$

Calculando o somatório em (99), a formulação do *boil-off* torna-se:

$$P_{s,a,m}^{bog} = 30 \cdot bog_{dia} \cdot \left[e_{s,a,m}^{gnl} + q_{s,a,m}^{gnl} - 15 \frac{v_{s,a,m}^{gnl}}{0,6} \right] \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (84)$$

Os índices são:

- s Indexador que indica o cenário de demanda;
- a Indexador que indica o ano do horizonte;
- m Indexador que indica o mês do ano;
- A Número de anos do horizonte de análise;
- S Número de cenários de demanda.

Os conjuntos são:

- D conjunto de cenários de demanda, onde $D = [1, 2, \dots, S]$

- T conjunto de anos do horizonte de análise, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
- M conjunto de meses do ano, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$

Os parâmetros são:

- bog_{dia} Percentual do volume de GNL estocado que é perdido por *boil-off*, aproximadamente 0,15% ao dia.

As variáveis de decisão são:

- $e_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL armazenado em navios metaneiros, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $q_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL comercializado, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $v_{s,a,m}^{gnl}$ Vazão de GNL regaseificada, em milhões m³/dia, ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;

Os fatores de conversão são:

- $\frac{1}{0,6}$ Fator de conversão de milhões de m³ de gás natural para mil m³ de GNL;
- Δt Número de dias entre o início do mês m do ano a até a metade do j -ésimo dia do mês m do ano a . Assim, $(\Delta t - 0,5)$ corresponde ao intervalo de tempo até a metade do j -ésimo dia e corresponde ao fator para totalizar a vazão $v_{s,a,m}^{gnl}$ em volume.

Reunindo as equações (78) e (84), obtém-se a formulação final da evolução do volume armazenado de GNL em navios:

$$e_{s,a,m+1}^{gnl} = (e_{s,a,m}^{gnl} + q_{s,a,m}^{gnl}) \cdot (1 - bog) - 15 \frac{v_{s,a,m}^{gnl}}{0,6} (2 - bog_{dia}) \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (85)$$

Os índices, conjuntos, parâmetros e variáveis de decisão são os mesmos já apresentados nesta seção.

4.3. Modelagem completa

A modelagem completa reúne as equações (40) a (85), da seguinte forma:

$$\underset{\substack{v, v^{gnl}, v^{est}, v^{def}, e, e^{gnl}, \\ E, q^{gnl}, y, z, \pi, \mu, \beta, \gamma, \\ \theta, \eta, \rho, \omega, \sigma, \exp^{gnl}, \\ \text{imp}^{gnl}, v_ret, v_inj}}{\text{Min}}}{\left[\left(z + \frac{1}{1-\alpha} \cdot \sum_{s=1}^S y_s \cdot p_s \right) \cdot \lambda + \left(\sum_{s=1}^S C_s \cdot p_s \right) \cdot (1-\lambda) + C^{Inv-est} \right]} \quad (86)$$

Sujeito a:

Restrições para cálculo do CVaR:

$$z + y_s \geq C_s \quad \forall s \in D \quad (87)$$

$$z, y_s \geq 0 \quad \forall s \in D \quad (88)$$

Cálculo das parcelas do custo de suprimento:

$$C_s = C_s^{gás} + \Omega_s^* + C_s^{Afret-GNL} \quad \forall s \in D \quad (89)$$

$$C_s^{gás} = \sum_{a=1}^A \sum_{m=1}^{12} \left(\sum_{i=1}^N c_{i,a,m} \cdot v_{i,s,a,m} + c_{a,m}^{def} \cdot v_{s,a,m}^{def} \right) \cdot (1+tma)^{[1-(a+m/12)]} \cdot \frac{30}{26,8} \quad \forall s \in D \quad (90)$$

$$C_s^{Afret-GNL} = \sum_{a=1}^A \sum_{m=1}^{12} c_{a,m}^{frete-GNL} \cdot e_{s,a,m+1}^{gnl} \cdot (1+tma)^{[1-(a+m/12)]} \cdot \frac{0,6}{26,8} \quad \forall s \in D \quad (91)$$

$$\Omega_s^* = \sum_{a=1}^A \left(\sum_{m=1}^{12} c_{a,m}^{ref-GNL} \cdot \mu_{s,a,m} + \eta_{s,a,m} + \rho_{s,a,m} + \bar{\pi} \cdot \omega_{s,a,m} - \underline{\pi} \cdot \sigma_{s,a,m} + K_a \cdot \beta_{s,a} \right) \cdot (1+tma)^{1-a} \quad \forall s \in D \quad (92)$$

$$\mu_{s,a,m} + \omega_{s,a,m} - \sigma_{s,a,m} + \theta_{s,a,m-1} - (1+r^+) \cdot \theta_{s,a,m} - \gamma_{s,a,m-1} + (1-r^-) \cdot \gamma_{s,a,m} \geq q_{s,a,m}^{gnl} \cdot (1+tma)^{-m/12} \cdot \frac{0,6}{26,8} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \mid m \neq 1, m \neq 12 \quad (93)$$

$$\mu_{s,a,m} + \omega_{s,a,m} - \sigma_{s,a,m} + \theta_{s,a,m-1} - (1+r^+) \cdot \theta_{s,a,m} - \gamma_{s,a,m-1} + (1-r^-) \cdot \gamma_{s,a,m} \geq$$

$$q_{s,a,m}^{gnl} \cdot (1 + tma)^{-m/12} \cdot \frac{0,6}{26,8} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \mid m=1 \quad (94)$$

$$\mu_{s,a,m} + \omega_{s,a,m} - \sigma_{s,a,m} + \theta_{s,a,m-1} - \gamma_{s,a,m-1} \geq q_{s,a,m}^{gnl} \cdot (1 + tma)^{-m/12} \cdot \frac{0,6}{26,8}$$

$$\forall a \in T, m \in M, s \in D \mid m=12 \quad (95)$$

$$-\Delta_{a,m}^+ \cdot \mu_{s,a,m} + \beta_{s,a} + \eta_{s,a,m} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (96)$$

$$\Delta_{a,m}^- \cdot \mu_{s,a,m} + \beta_{s,a} + \rho_{s,a,m} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (97)$$

$$\beta_{s,a}, \gamma_{s,a,m}, \theta_{s,a,m}, \eta_{s,a,m}, \rho_{s,a,m}, \omega_{s,a,m}, \sigma_{s,a,m} \geq 0$$

$$\forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (98)$$

$$\mu_{s,a,m} \in R \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (99)$$

Investimento na estocagem de gás natural:

$$C^{Inv_est} = c^{est} \cdot E \quad (100)$$

$$E \geq 0 \quad (101)$$

Balço de oferta e demanda de gás natural:

$$\sum_{i=1}^N v_{s,a,m,i} + v_{s,a,m}^{est} + v_{s,a,m}^{gnl} + v_{s,a,m}^{def} = d_{s,a,m}^{gás} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (102)$$

Restrições físicas da vazão das ofertas:

$$v_{i,s,a,m} \leq \bar{v}_{i,a,m} \quad \forall i \in I, s \in D, a \in T, m \in M \quad (103)$$

$$v_{s,a,m}^{gnl} \leq \bar{v}_{s,a,m}^{gnl} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (104)$$

$$v_{s,a,m}^{est} \leq \bar{v}_{s,a,m}^{est} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (105)$$

$$v_{s,a,m}^{est} \geq -\bar{v}_{s,a,m}^{est} \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (106)$$

$$v_{i,s,a,m}, v_{s,a,m}^{gnl}, v_{s,a,m}^{def} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (107)$$

$$v_{s,a,m}^{est} \in R \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (108)$$

Dinâmica de suprimento de GNL:

$$q_{s,a,m}^{gnl} \geq \left[30 \cdot \left(d_{a,m}^{seg} - \sum_{i=1}^N v_{s,a,m,i} \right) - e_{s,a,m}^{est} \right] \frac{1}{0,6} - e_{s,a,m}^{gnl} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (109)$$

$$q_{s,a,m}^{gnl} + e_{s,a,m}^{gnl} \geq 0 \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (110)$$

$$q_{s,a,m}^{gnl} = \text{imp}_{s,a,m}^{gnl} - \text{exp}_{s,a,m}^{gnl} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (111)$$

$$\sum_{m=1}^{12} \text{exp}_{s,a,m}^{gnl} \leq 3204 \quad \forall s \in D, a \in A \quad (112)$$

$$q_{s,a,m}^{gnl} \in R \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (113)$$

$$e_{s,a,m}^{gnl}, e_{s,a,m}^{est} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (114)$$

$$\text{exp}_{s,a,m}^{gnl}, \text{imp}_{s,a,m}^{gnl} \geq 0 \quad \forall a \in T, m \in M, s \in D \quad (115)$$

Volume de gás armazenado na estocagem:

$$e_{s,1,1}^{est} = 0 \quad \forall s \in D \quad (116)$$

$$e_{s,a,m+1}^{est} = e_{s,a,m}^{est} - 30 \cdot v_{s,a,m}^{est} - 30 \cdot (v_{-ret_{s,a,m}^{est}} + v_{-inj_{s,a,m}^{est}}) \cdot gus \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \mid m \neq 12 \quad (117)$$

$$e_{s,a+1,1}^{est} = e_{s,a,m}^{est} - 30 \cdot v_{s,a,m}^{est} - 30 \cdot (v_{-ret_{s,a,m}^{est}} + v_{-inj_{s,a,m}^{est}}) \cdot gus \quad \forall s \in D, a \in A, m \in M \mid a \neq A, m = 12 \quad (118)$$

$$E \cdot \text{base}_{-gas} = e_{s,a,m}^{est} - 30 \cdot v_{s,a,m}^{est} - 30 \cdot (v_{-ret_{s,a,m}^{est}} + v_{-inj_{s,a,m}^{est}}) \cdot gus \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \mid a = A, m = 12 \quad (119)$$

$$v_{s,a,m}^{est} = v_{-ret_{s,a,m}^{est}} - v_{-inj_{s,a,m}^{est}} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (120)$$

$$e_{s,a,m}^{est} \leq E \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (121)$$

$$e_{s,a,m}^{est} \geq E \cdot \text{base}_{-gas} \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (122)$$

$$v_{-ret_{s,a,m}^{est}}, v_{-inj_{s,a,m}^{est}} \geq 0 \quad \forall s \in D, a \in T, m \in M \quad (123)$$

Evolução da quantidade de GNL armazenado em navios metaneiros:

$$e_{s,1,1}^{gnl} = 0 \quad \forall s \in S \quad (124)$$

$$e_{s,a,m+1}^{gnl} = (e_{s,a,m}^{gnl} + q_{s,a,m}^{gnl}) \cdot (1 - bog) - 15 \frac{v_{s,a,m}^{gnl}}{0,6} (2 - bog)$$

$$\forall s \in D, a \in T, m \in M \mid m \neq 12 \quad (125)$$

$$e_{s,a+1,1}^{gnl} = (e_{s,a,m}^{gnl} + q_{s,a,m}^{gnl}) \cdot (1 - bog) - 15 \frac{v_{s,a,m}^{gnl}}{0,6} (2 - bog)$$

$$\forall s \in D, a \in T, m \in M \mid a \neq A, m = 12 \quad (126)$$

$$0 = (e_{s,a,m}^{gnl} + q_{s,a,m}^{gnl}) \cdot (1 - bog) - 15 \frac{v_{s,a,m}^{gnl}}{0,6} (2 - bog)$$

$$\forall s \in D, a \in T, m \in M \mid a = A, m = 12 \quad (127)$$

Os índices são:

s	Indexador que indica o cenário de demanda;
a	Indexador que indica o ano do horizonte;
m	Indexador que indica o mês do ano;
i	Indexador que indica a oferta convencional de gás natural (via duto, produção nacional ou importada);
A	Número de anos do horizonte de análise;
N	Número de ofertas convencionais de gás natural;
S	Número de cenários de demanda.

Os conjuntos são:

D	conjunto de cenários de demanda, onde $D = [1, 2, \dots, S]$
T	conjunto de anos do horizonte de análise, onde $T = [1, 2, \dots, A]$
M	conjunto de meses do ano, onde $M = [1, 2, \dots, 12]$
I	conjunto de ofertas de gás, onde $I = [1, 2, \dots, N]$

Os parâmetros são:

p_s	Probabilidade de ocorrência do cenário de demanda s ;
λ	parâmetro para ponderar combinação convexa entre valor esperado e $CVaR$, varia entre 0 e 1, conforme a aversão a risco desejada;

- $(1-\alpha)$ Nível de confiança associado ao $CVaR$, entre 0 e 1;
- tma taxa mínima de atratividade, em %, utilizada para trazer os custos a valor presente;
- $c_{i,a,m}$ Preço unitário da i -ésima oferta convencional (via duto, nacional ou importada), em US\$/MMBTU, no mês m do ano a ;
- c^{def} Custo de déficit, em US\$/MMBTu;
- $c_{a,m}^{ref_GNL}$ Preço de referência do GNL, em US\$/MMBTu, no mês m do ano a ;
- $\Delta_{a,m}^+$ Variação positiva do preço do GNL em relação à referência, em US\$/MMBTu, no mês m do ano a ;
- $\Delta_{a,m}^-$ Variação negativa do preço do GNL em relação à referência, em US\$/MMBTu, no mês m do ano a ;
- r^+ Variação positiva máxima permitida do preço do GNL entre meses consecutivos, em %;
- r^- Variação negativa máxima permitida do preço do GNL entre meses consecutivos, em %;
- K_a Parâmetro que mede o grau de conservadorismo no ano a . Varia entre 0 (sem robustez) e 12 (máximo conservadorismo).
- $\bar{\pi}$ Máximo preço de estresse do GNL permitido, em US\$/MMBTu;
- π Mínimo preço de estresse do GNL permitido, em US\$/MMBTu;
- $c_{a,m}^{frete_GNL}$ Preço de afretamento de navios metaneiros, em US\$/MMBTu, no mês m do ano a ;
- c^{est} Custo unitário de investimento para implantação da estocagem de gás natural, em US\$/m³;
- $d_{s,a,m}^{gás}$ Demanda total de gás natural, em milhões de m³/dia, no mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $d_{a,m}^{seg}$ Demanda de segurança, em milhões de m³ /dia, no mês m do ano a ;
- 3.204 limite máximo anual para exportação de cargas ociosas de GNL, em mil m³ de GNL, conforme estabelecido na Portaria MME n^o 464 de 10 de agosto de 2012;

gus	Gás de uso do sistema para movimentação (injeção/retirada) do gás natural da estocagem, usualmente próximo a 1%;
$\overline{v^{est}}$	Vazão máxima de gás retirado (ou injetado) da estocagem, em milhões de m ³ /dia;
$base_gas$	Percentual de gás base da estocagem, correspondente à quantidade mínima necessária para que a estocagem opere (gás não recuperável).
bog_{dia}	Percentual do volume de GNL estocado que é perdido por <i>boil-off</i> , aproximadamente 0,15% ao dia
$\overline{v_{i,a,m}}$	Vazão máxima disponível da <i>i</i> -ésima oferta, em milhões de m ³ /dia de gás natural, ao longo do mês <i>m</i> do ano <i>a</i> ;
$\overline{v^{gnl}}$	Vazão máxima de regaseificação de GNL, em milhões de m ³ /dia de gás natural.

As variáveis de decisão do modelo são:

z	Variável auxiliar para o cálculo do α -CVaR que assume o custo referente ao VaR. É o quantil da distribuição a ser definido pelo problema de otimização;
y_s	Variável auxiliar do α -CVaR que assume o desvio para a direita em cada cenário <i>s</i> de custo para a variável <i>z</i> (equivale ao truncamento positivo da diferença entre <i>z</i> e os custos em cada cenário de demanda);
E	Capacidade de armazenamento da estocagem de gás natural, em milhões de m ³ ;
$v_{i,s,a,m}$	Vazão de gás natural retirada da <i>i</i> -ésima oferta convencional (via duto, produção nacional ou importada), em milhões de m ³ /dia, ao longo do mês <i>m</i> do ano <i>a</i> no cenário de demanda <i>s</i> ;
$v_{s,a,m}^{est}$	Vazão retirada (ou injetada) da estocagem de gás natural, em milhões de m ³ /dia, ao longo do mês <i>m</i> do ano <i>a</i> no cenário de demanda <i>s</i> ;
$v_{s,a,m}^{gnl}$	Vazão de GNL regaseificada, em milhões de m ³ /dia, ao longo do mês <i>m</i> do ano <i>a</i> no cenário de demanda <i>s</i> ;
$v_{s,a,m}^{def}$	Demanda de gás natural não atendida, em milhões de m ³ /dia, ao longo do mês <i>m</i> do ano <i>a</i> no cenário de demanda <i>s</i> ;

- $q_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL comercializado, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $e_{s,a,m}^{est}$ Volume de gás natural armazenado na estocagem, em milhões de m³, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $e_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL armazenado em navios metaneiros, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $imp_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL comprado, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $exp_{s,a,m}^{gnl}$ Volume de GNL exportado, em mil m³ de GNL, no início do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $v_ret_{s,a,m}^{est}$ Vazão de gás retirado da estocagem com base na qual será calculado o consumo dos compressores da estocagem ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;
- $v_inj_{s,a,m}^{est}$ Vazão de gás injetado na estocagem com base na qual será calculado o consumo dos compressores da estocagem, ao longo do mês m do ano a no cenário de demanda s ;

Os fatores de conversão são:

- 30 Fator para totalizar a vazão diária em volume mensal;
- 0,6 Fator de conversão de mil m³ de GNL para milhões de m³ de gás natural;
- $\frac{1}{0,6}$ Fator de conversão de milhões de m³ de gás natural para mil m³ de GNL;
- $\frac{1}{26,8}$ Fator de conversão de m³ de gás natural para energia em MMBtu.

O bloco de expressões (86) a (92) diz respeito ao problema global que busca determinar a quantidade ótima de gás natural e GNL a ser comprada de cada fonte de gás, buscando minimizar o custo total de suprimento, o qual é composto de três parcelas: custo das ofertas convencionais, custo de afretamento de navios metaneiros e o custo do GNL. Existe, ainda, a possibilidade de dimensionar a

capacidade de armazenamento de uma estocagem de gás natural, mediante investimento inicial.

As expressões de (92) a (99) representam o subproblema que busca penalizar o custo anual de suprimento de GNL para cada cenário. O preço de estresse do GNL, representado por $\pi_{s,a,m}$, é encontrado “sob medida” para cada cenário de demanda de gás natural. As restrições são definidas pelas expressões (93) a (97), as quais determinam como o preço de estresse irá se comportar (tetos e pisos de variação em relação a uma projeção de referência, tetos e pisos absolutos, variação entre meses consecutivos, etc). A penalização do preço de GNL pode ser parametrizada de acordo com conservadorismos desejado, através do ajuste de K_a .

As expressões (100) e (101) definem como é calculado o investimento na da estocagem de gás cuja capacidade de armazenamento “ E ” é escolhida pelo modelo. A equação (102) estabelece o atendimento ao balanço de oferta e demanda de gás natural para todos os períodos e cenários contemplados no problema. A dinâmica de comercialização de GNL é representada pelo bloco de restrições (109)-(115) que introduz um patamar mínimo de compra compatível com uma demanda de segurança previamente informada pelo usuário. Adicionalmente, é prevista a possibilidade de exportação de cargas ociosas de GNL, conforme equações (111) a (113).

O comportamento na transição entre períodos do volume armazenado de gás e do GNL na estocagem e em navios metaneiros, respectivamente, é ditado pelas equações (116) a (127). Ambas as formulações consideram perdas relacionadas ao tipo de armazenamento utilizado.

5 Estudo de Caso

Neste estudo será apresentado o caso de um supridor de gás natural que tem acesso a produções próprias de gás associado e não associado, à compra de gás importado, via duto, e de GNL, através de navios, para realizar o suprimento ao mercado alcançado pela malha interligada de gasodutos ao longo de um horizonte de cinco anos discretizado em meses, de janeiro de 2016 a dezembro de 2020. É dada ao modelo a possibilidade de dimensionar a capacidade de armazenamento de uma estocagem subterrânea de gás natural, mediante investimento inicial.

É sabido que horizonte de análise considerado é curto. Sua escolha reflete a disponibilidade de dados públicos e as incertezas quanto à renovação do contrato de gás com a Bolívia na literatura pesquisada. É esperado que esta escolha penalize a capacidade ótima da estocagem, subestimando-a, dado que haverá menos oportunidades de retorno do investimento quando comparado a uma análise convencional, tipicamente com horizonte de 20 anos. Cabe destacar, entretanto, que o modelo é capaz de analisar quaisquer intervalos de tempo que possam ser escolhidos pelo usuário.

Cenários de demanda de gás foram obtidos pela composição da projeção de demanda não-térmica, determinística, com 2.000 séries de demanda termelétrica que foram definidas com base em 2.000 cenários de CMO equiprováveis e independentes, obtidos a partir de uma simulação de Monte Carlo da operação do sistema elétrico disponibilizada pela Empresa de Pesquisa Energética, conforme descrito em 4. Os dados de entrada utilizados no algoritmo detalhado no capítulo anterior serão descritos nas próximas seções e, posteriormente, serão apresentados os principais resultados encontrados.

O modelo completo, considerando o horizonte de análise de cinco anos e os 2.000 cenários de demanda, apresenta 2.884.005 variáveis e 1.940.002 restrições. O tempo de simulação do Caso Base variou entre 8 e 15 minutos a depender do valor do parâmetro K , conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Tempo de processamento das simulações do Caso Base.

Tempo de Simulação (s)	
Caso Base	
K = 0	916
K = 3	667
K = 6	646
K = 9	547
K = 12	456

5.1. Parâmetros do modelo

Os parâmetros cujos valores são constantes ao longo do horizonte de análise são:

$p_s = 0,05\%$	Compatível com 2.000 cenários equiprováveis;
$\lambda = 0,9$	representando um perfil de aversão ao risco;
$\alpha = 0,95$	nível de significância do <i>CVaR</i> de 5%;
$N = 2000$	Número total de cenários de demanda de gás natural;
$c^{est} = 0,75$	em US\$/m ³ ;
$c^{def} = 100$	em US\$/m ³ ;
$tma = 9\%$ a.a.	taxa de desconto requerida pelo supridor;
$\Delta_{a,m}^+ = 50\% c_{a,m}^{ref-GNL}$	em US\$/MMBtu;
$\Delta_{a,m}^- = 50\% c_{a,m}^{ref-GNL}$	em US\$/MMBtu;
$r^+ = 25\%$	
$r^- = 25\%$	
$\bar{\pi} = 30$	US\$/MMBtu;
$\pi = 2$	US\$/MMBtu;
$\bar{v}^{gnl} = 38,8$	de milhões de m ³ /dia de gás natural;
$bog_{dia} = 0,15\%$	do estoque armazenado por dia;
$gus = 1\%$	do gás movimentado (injeção/retirada) da estocagem de gás natural;
$base_gas = 25\%$	da capacidade da estocagem de gás natural;

$d_{a,m}^{seg}$

demanda que corresponde ao atendimento de 80% de todas as séries de demanda no mês m do ano a .

Aqueles parâmetros cujos valores se alteram ao longo do horizonte de simulação - tais como demanda de gás, volumes disponíveis das ofertas de gás, projeções de preço - são apresentados nas próximas seções.

5.2. Oferta e demanda não-térmica de gás natural

As projeções das ofertas e demandas não-térmicas de gás natural foram obtidas do Plano de Negócios 2012-2016 da Petrobras, o qual informa os valores correspondentes aos anos de 2016 e 2020, apresentados na Figura 25.

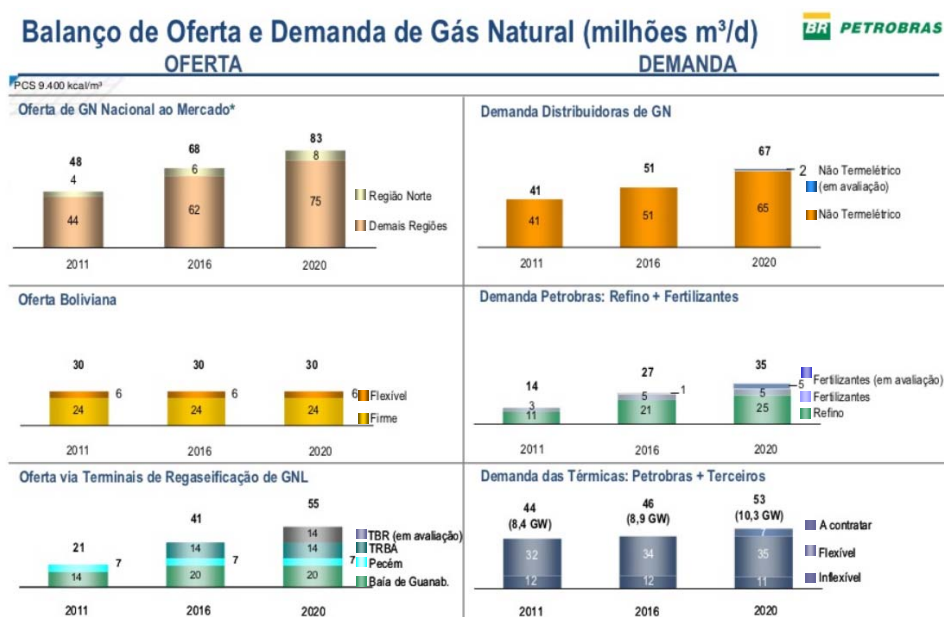


Figura 25 – Projeção do balanço de oferta e demanda de gás natural. Fonte: Petrobras [127].

Foram considerados os volumes associados aos projetos em implantação, ou seja, foram descartados os volumes referentes aos projetos em fase de avaliação (ainda não aprovados).

Para determinar as parcelas de gás associado e gás não associado que compõem a oferta nacional, utilizou-se a projeção da produção de petróleo para

ponderar a parcela de gás associado. A Figura 26 apresenta a projeção da produção de petróleo, conforme Plano de Negócios 2012-2016 da Petrobras.

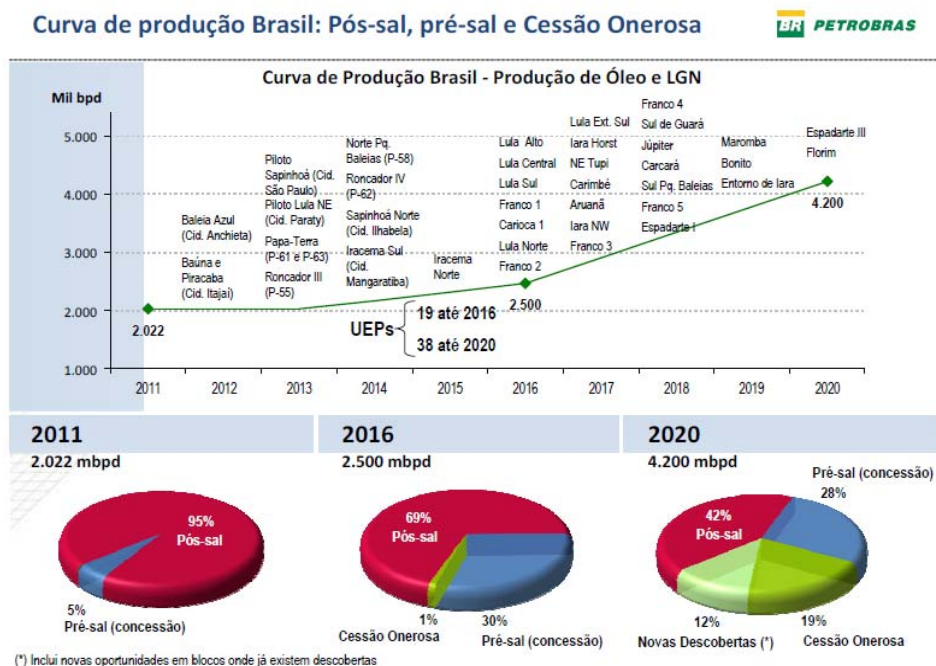


Figura 26 – Projeção da produção de petróleo 2016-2020. Fonte: Petrobras [127].

No horizonte 2016 e 2020, foi mantida a proporção entre a oferta de gás associado ao mercado e a produção de petróleo observada em 2012, pressupondo que as proporções de reinjeção, consumo interno, queima, perda e razão gás/óleo da produção não sofrerão alteração ao longo do tempo. O restante do volume para completar a oferta total informada na Figura 25, foi considerado como gás não associado. Para obter a disponibilidade de gás referente a cada mês, foi considerada uma evolução linear ao longo do horizonte 2016-2020. Os valores encontrados para as produções de óleo e gás natural, associado e não associado, são apresentados na Figura 27.

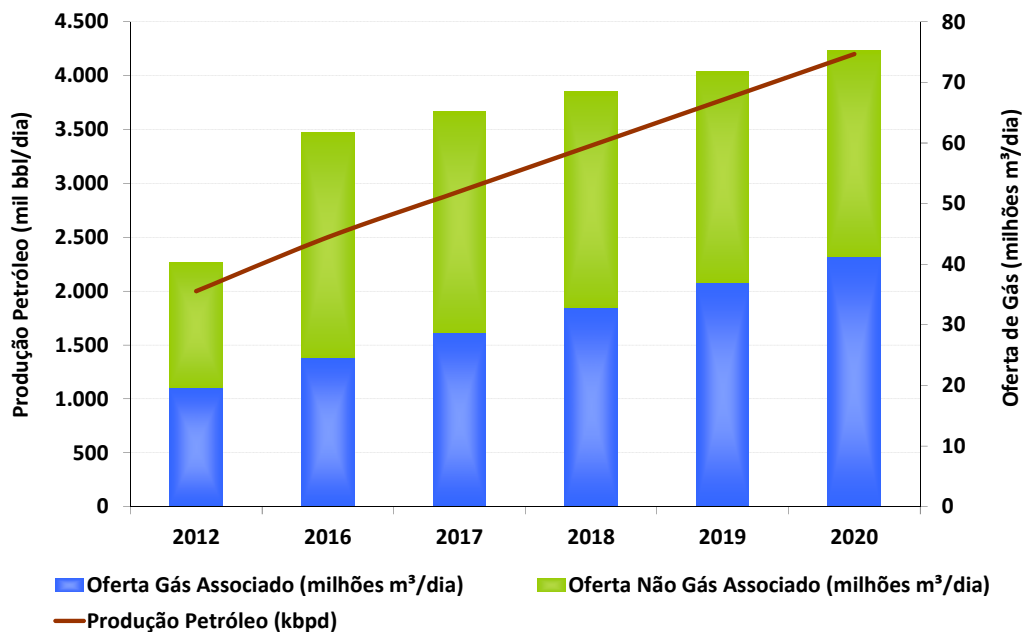


Figura 27 – Oferta estimada de gás associado e não-associado ao mercado.

Estas projeções de oferta serão utilizadas na simulação do caso base. Também serão simuladas sensibilidades considerando patamares menores de disponibilidade de gás nacional, conforme será apresentado em 5.5.

A demanda não-térmica também foi projetada com base nos valores informados no Plano de Negócios 2012-2016 da Petrobras e corresponde ao somatório das parcelas de demanda das Distribuidoras e da Petrobras. Para obter os valores referentes a cada mês, foi considerada uma evolução linear dos volumes ao longo do horizonte 2016-2020.

5.3. Demanda termelétrica de gás natural

Para obter a demanda termelétrica correspondente a cada cenário, foram utilizados os cenários de CMO disponibilizados pela EPE para o Leilão de Energia A-5 de 2011 [109]. Os cenários de CMO foram convertidos em cenários de demanda de gás natural de forma extrínseca ao modelo com base nos dados apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Dados das usinas termelétricas a gás natural. Fonte: ONS [126] e Petrobras [127].

Usina	CVU (R\$/MWh)	Compromisso de Geração (MW)	Consumo de Gás Equivalente (mil m ³ /dia)
UTE Norte Fluminense_1	37,80	400	1.783
UTE Norte Fluminense_2	58,89	200	891
UTE Termopernambuco	70,16	494	2.150
UTE Santa Cruz	79,77	480	2.400
UTE Baixada Fluminense	85,00	530	2.387
UTE Termofortaleza	101,47	327	1.550
UTE Norte Fluminense_3	102,84	100	446
UTE Linhares	118,18	204	1.100
UTE Luis Carlos Prestes	118,91	336	2.000
UTE Gov. Leonel Brizola	141,03	998	5.088
UTE Norte Fluminense_4	149,33	25	111
UTE Juiz de Fora	150,00	79	470
UTE Barbosa Lima Sobrinho	180,99	374	2.192
UTE Rômulo Almeida	188,15	125	800
UTE Aureliano Chaves	188,89	212	1.013
UTE Termoceará	191,84	219	1.433
UTE Celso Furtado	204,43	150	1.100
UTE Euzébio Rocha	217,08	207	1.341
UTE Araucária	219,00	458	2.069
UTE Fernando Gasparian	233,27	522	2.609
UTE Jesus Soares Pereira	287,83	285	1.960
UTE Mário Lago	319,70	878	5.153
TOTAL		7.602	40.046

A demanda total é composta pela soma das parcelas térmica e não-térmica. Portanto, haverá 2.000 cenários de demanda total os quais são ilustrados na Figura 28 com limites inferior e superior para um intervalo de confiança de 95%.

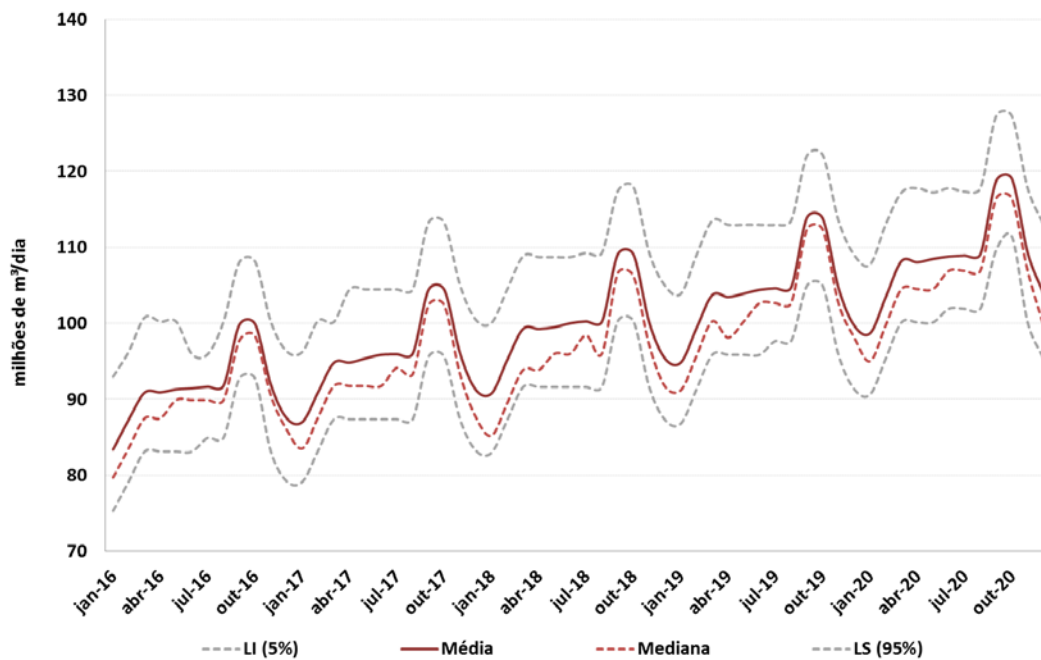


Figura 28 – Intervalo de confiança das séries de demanda de gás natural utilizadas no modelo.

Na Figura 29 é apresentada a curva de permanência da demanda de gás em cada ano do horizonte de análise do estudo.

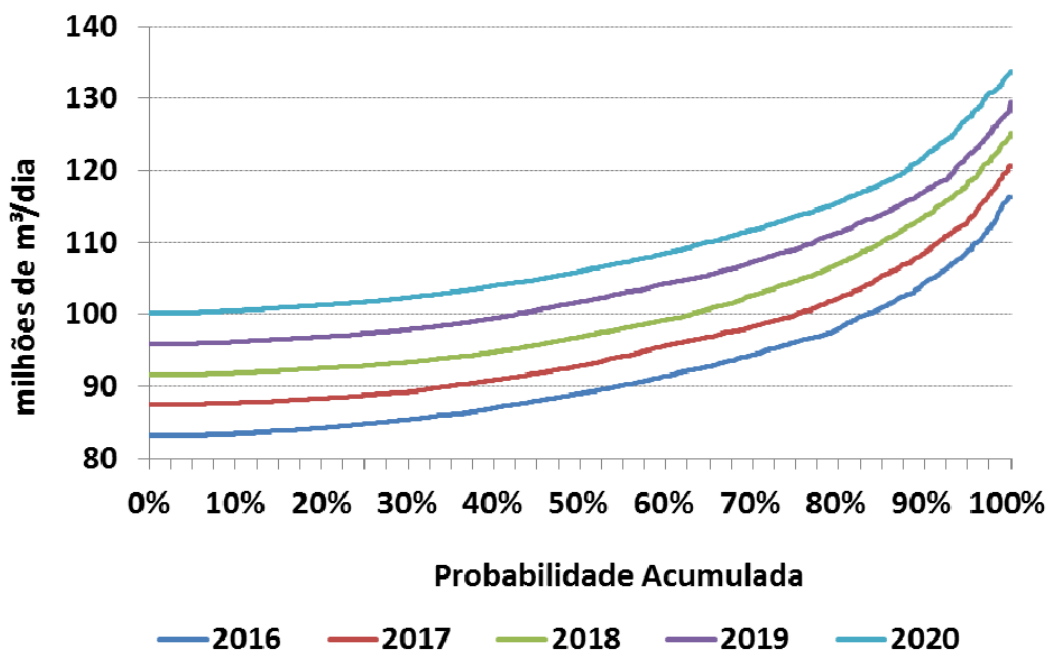


Figura 29 - Curva de Permanência da Demanda de Gás Natural.

5.4. Projeções de preços

Os preços das ofertas de gás natural foram obtidos pela indexação a projeções de preço do barril de petróleo, tendo sido utilizada a projeção de longo prazo do Plano de Negócios 2012-2016 da Petrobras (US\$ 90 /bbl) e a projeção de referência do *Annual Energy Outlook 2012* da EIA (*Energy Information Administration*), apresentada na Figura 30 em azul.

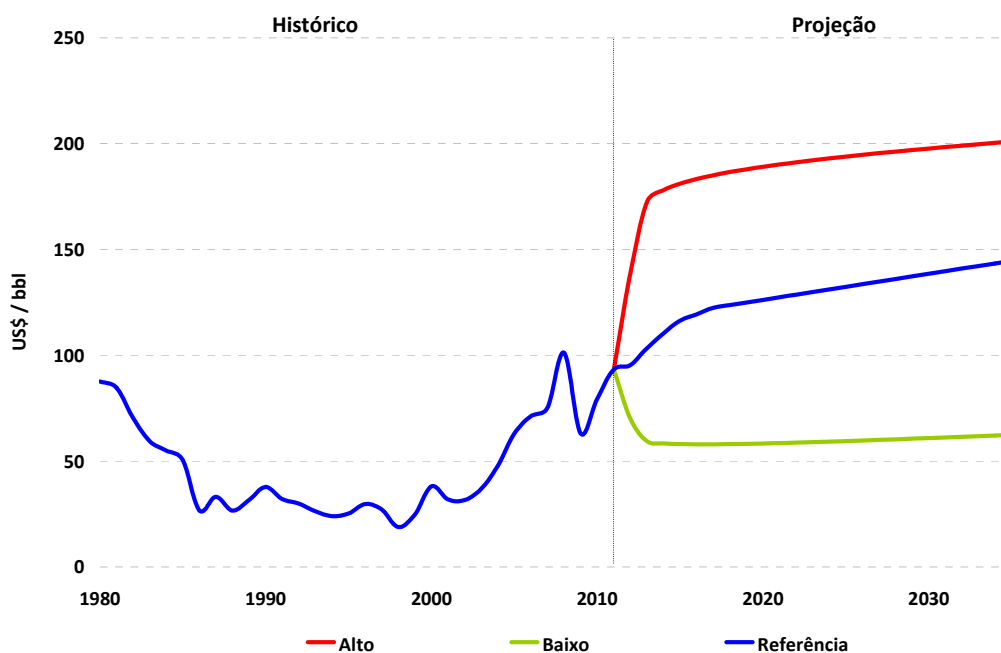


Figura 30 – Projeção do petróleo segundo o Annual Energy Outlook 2012. Fonte: EIA [110].

A projeção de referência da EIA foi sazonalizada com base em um histórico de 10 anos do Brent (maio de 2002 a julho de 2012) de modo que fossem obtidos preços mensais de petróleo. De posse das projeções mensais do petróleo, o preço das ofertas de gás natural foi indexado em patamares crescentes, a saber: gás associado (0% do preço do petróleo), gás não-associado (20% do preço do petróleo), gás boliviano base (40% do preço do petróleo), gás boliviano adicional (50% do preço do petróleo) e GNL *Spot* (70% do preço do petróleo). Esta indexação é uma aproximação cuja finalidade é refletir a competição do gás com outros derivados de petróleo, bem como considerar os custos incrementais de produção referentes ao gás em cada uma das distintas cadeias de suprimento.

Os valores do preço de petróleo da curva de referência da EIA, sazonalizada conforme metodologia descrita acima, bem como as projeções de preços do gás natural estimadas com base nos percentuais informados no parágrafo anterior são apresentados na Figura 31.

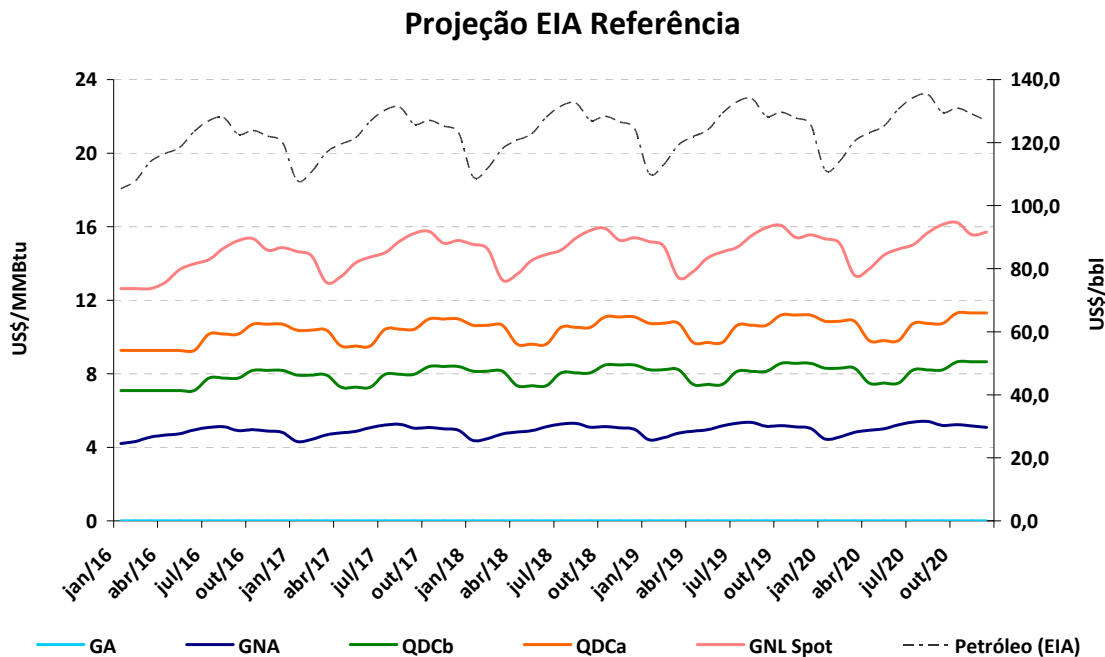


Figura 31 – Projeção do preço das ofertas de gás natural estimada com base na curva EIA-Referência sazonalizada.

Os preços de gás que foram indexados à projeção de petróleo do Plano de Negócio 2012-2016 da Petrobras seguem os mesmos percentuais, tendo os seguintes valores: US\$ 0/MMBtu (GA), US\$ 3,6/MMBtu (GNA), US\$ 5,9/MMBtu (QDCb), US\$ 7,7/MMBtu (QDCa) e US\$ 10,8/MMBtu (GNL *Spot*). Os valores não se alteram ao longo do tempo, pois acompanham o preço do petróleo da projeção Petrobras que é constante.

O custo mensal de afretamento de um navio metaneiro foi estimado em 7% do valor de uma carga de GNL de 3.000.000 MMBtu. Desta forma, o custo mensal de afretamento referente à projeção de petróleo do Plano de Negócio 2012-2016 da Petrobras é de US\$ 2.160 mil / (navio.mês). O custo de afretamento estimado com base na curva EIA-Referência sazonalizada é apresentado na Figura 32.

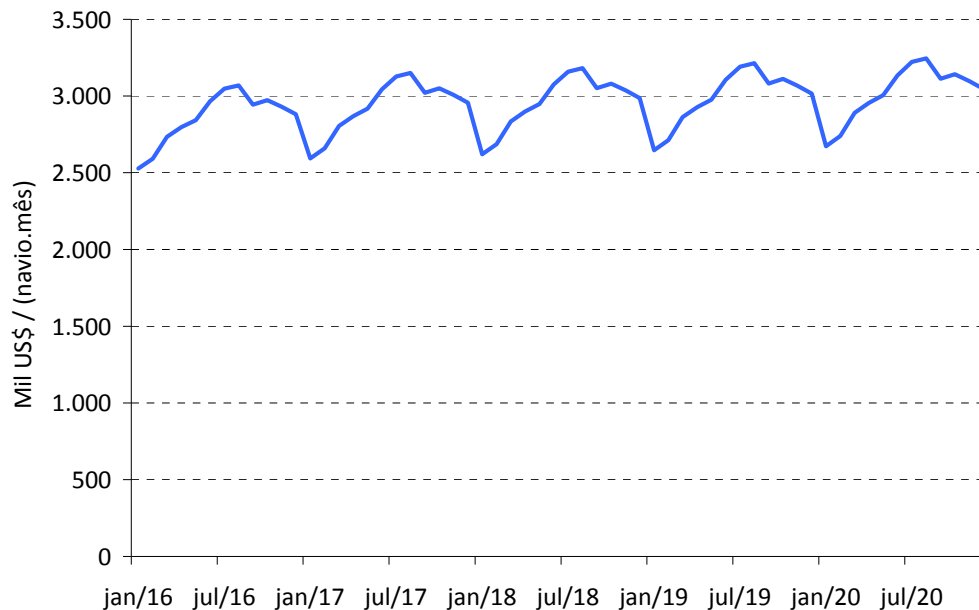


Figura 32 - Custo de afretamento estimado com base na curva EIA-Referência sazonalizada.

5.5. Metodologia

O modelo descrito no capítulo 4 foi simulado no programa *Xpress* versão 7.2 [111] em um computador com processador Intel i7 920 @ 2,67 GHz, 16GB de memória RAM e sistema operacional Windows 7 64 bits.

Os valores apresentados nas seções 5.1 a 5.4 foram utilizados para compor os casos simulados, sendo um destes utilizado como referência de comparação para compor o caso base (Caso A). No Caso A o preço do gás foi indexado à projeção de referência do *Annual Energy Outlook 2012* da EIA para que apresentasse um comportamento sazonal.

Simulações de sensibilidade foram eleitas de modo a se verificar o comportamento das soluções com a alteração de alguns parâmetros considerados importantes: sazonalidade de preço, disponibilidade de gás, critério de segurança para compra de GNL e possibilidade de exportação de GNL, conforme sumarizado na Tabela 6.

Antes das realizar as simulações dos casos eleitos foi realizado um estudo de sensibilidade do parâmetro λ , que pondera *CVaR* e valor esperado, de modo a encontrar a melhor sintonia para o modelo.

Tabela 6 – Casos Simulados

Casos Base Sensibilidades	Caso A Projeção Petróleo do EIA Referência Sazonalizada
Sem sazonalidade de preços (projeção petróleo Petrobras)	Caso B
Menor disponibilidade de gás nacional	Caso C
Sem critério de segurança para compra do GNL	Caso D
Sem exportação de GNL	Caso E

Para cada um dos cinco casos, foram simulados diferentes valores do parâmetro K , o qual que mede a robustez à variação dos preços de GNL, representando o grau de conservadorismo do modelo. Os principais resultados encontrados são analisados na seção seguinte.

5.6. Resultados

Para que a estocagem seja utilizada, é necessário armazenar gás a priori, antecipando uma compra de gás, o que, em outras circunstâncias, não seria feito. A lógica é comprar gás em períodos mais favoráveis (beneficiando-se de alguma sazonalidade de preço) ou gás de outra oferta mais barata em momentos de menor demanda para, em um momento posterior, utilizá-lo evitando a compra de um gás mais caro, em geral GNL. Assim, para que a estocagem seja viável, o ganho propiciado pelo seu uso ao longo do horizonte de cinco anos, trazido a valor presente à tma do supridor de gás, deve ser suficiente para compensar o investimento requerido, incluindo o *gás base* que não poderá ser recuperado, e os custos operacionais.

Além da estocagem subterrânea, foi considerada a possibilidade de armazenar GNL em navios metaneiros. Na modelagem, o armazenamento em navios pode ser entendido como uma estocagem *spot* disponível para cada cenário de demanda a qual pode ser contratada e descontratada em base mensal a custos

unitários mais elevados do que a estocagem subterrânea, que é uma decisão única para todos os períodos e cenários de demanda. Em geral, o gás poderá armazenado em uma combinação de estocagem subterrânea e navios criogênicos.

5.6.1. Estudo do parâmetro λ

A aversão a risco de déficit é representada no modelo de duas maneiras: na função objetivo, através do uso do *CVaR*, e nas restrições, através da aplicação de um requisito de atendimento de uma série de segurança da demanda o qual define a quantidade mínima de GNL a ser importada.

Como estes dois aspectos estão conceitualmente associados, no modelo matemático o peso dado ao *CVaR* na função objetivo tem relação com a escolha da série de segurança. Espera-se que, quanto mais conservadora a série de segurança da demanda, menos relevante deverá ser o papel do *CVaR* na função objetivo.

Assim, para a série de segurança escolhida – foi adotada uma série que equivale ao atendimento de 80% dos cenários de demanda – foi realizado um estudo do parâmetro λ , que atribui o peso do *CVaR* na função objetivo. O estudo busca fundamentar o processo de sintonia da função objetivo e consiste da realização de simulações do Caso Base com diversos valores de λ . Os resultados encontrados são apresentados na Figura 33.

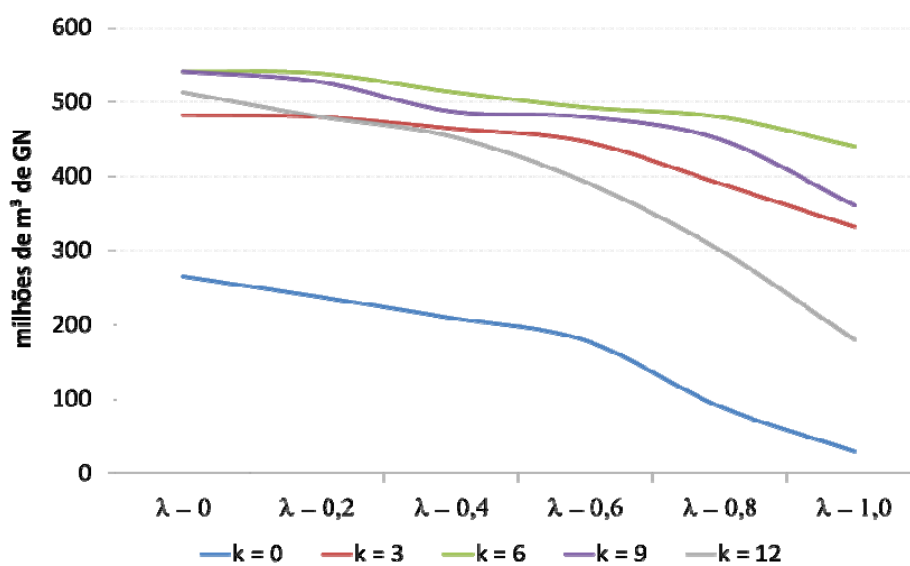


Figura 33 – Estudo do parâmetro λ .

Quando $\lambda = 0$ o modelo dá igual importância a todos os cenários de demanda, já que nesta condição apenas o valor esperado é considerado na função objetivo. Na medida em que λ aumenta, os cenários de maior custo ganham relevância, pois cresce a importância do *CVaR*. Ocorre que os cenários de maior custo são também os de maior demanda, pois estão associados à compra de maior quantidade de gás mais caro, principalmente GNL, ou até déficit ao longo de todo o horizonte de análise. Nestas condições o valor da estocagem diminui, já que as oportunidades de ganho são limitadas majoritariamente a trocas de GNL por GNL ao longo do tempo, havendo menor amplitude de variação do custo marginal. Assim, elevados valores de λ tendem retirar valor da estocagem.

O valor adequado de λ deve permitir que o modelo capture as oportunidades de troca possibilitadas pela estocagem, porém sem abrir mão da aversão a risco, em particular para os cenários de demanda não cobertos pela restrição do atendimento da série de segurança. Após análise da

Figura 33, foi escolhido o valor $\lambda = 0,4$ para as simulações realizadas nesta dissertação. Esta escolha baseou-se na percepção de que este valor possibilita equilibrar mais adequadamente o compromisso entre a captura dos ganhos e aversão a risco. Cabe destacar, entretanto, que esta escolha é subjetiva, ficando a critério de cada usuário definir a escolha de acordo com seu perfil e prioridades.

5.6.2. Caso Base

A capacidade ótima da estocagem dependerá do valor que ela adiciona ao sistema. Este valor é dado pela realização de trocas ao longo do tempo. Assim, o comportamento do preço do gás marginal ao longo do horizonte tempo afeta diretamente o valor do armazenamento de gás e, conseqüentemente, a capacidade ótima da estocagem.

A capacidade ótima de armazenamento da estocagem de gás natural para o caso base para alguns valores do parâmetro de conservadorismo K é apresentada na Figura 34.

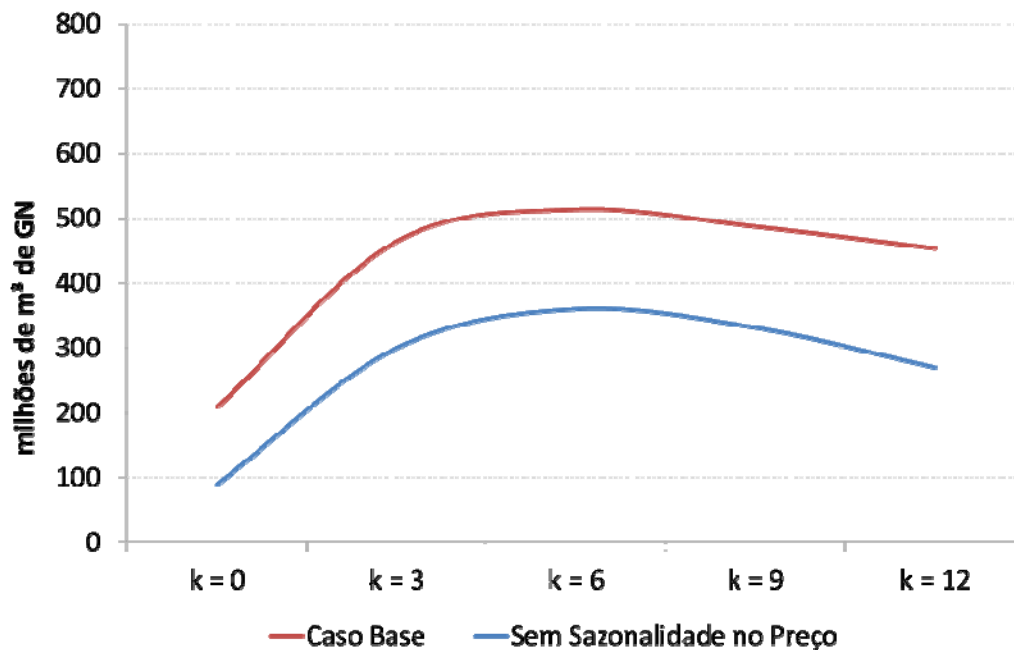


Figura 34 - Capacidade ótima da estocagem em função do parâmetro K (Caso Base e Caso B).

Percebe-se que a estocagem perde valor quando K assume valores extremos e ganha importância no ponto máximo de capacidade ótima $K = 6$. Este comportamento é detalhado nas próximas seções para os valores de K igual a zero, 6 e 12.

Análise para $K = 0$

Quando $K = 0$, não há orçamento para penalizar o preço do GNL. Este caso equivale à simulação sem robustez à variação do preço de GNL. A Figura 35 apresenta o valor esperado das quantidades de GNL adquiridas.

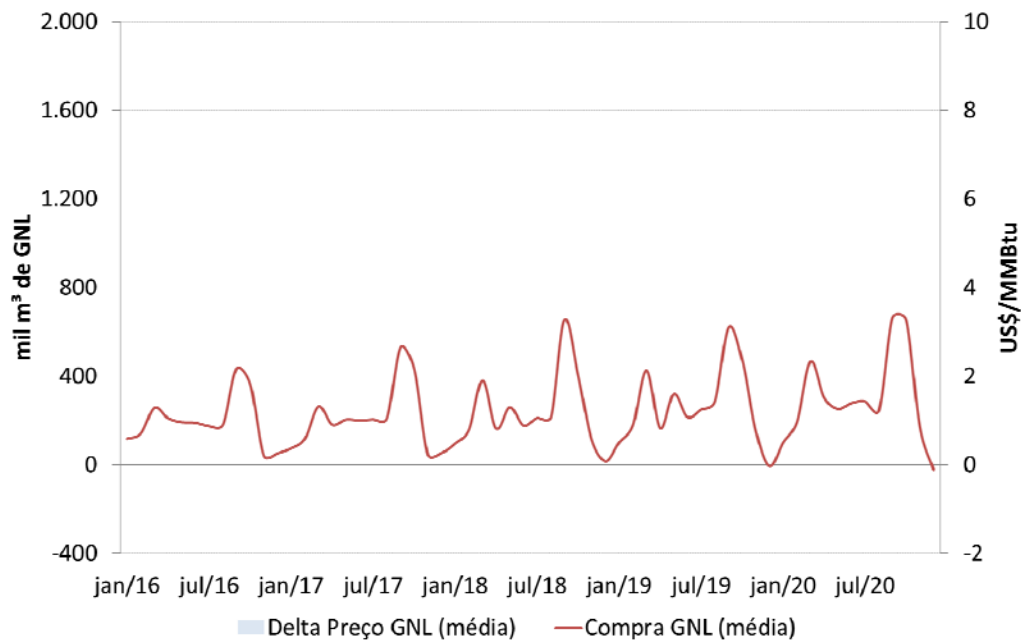


Figura 35 – Valor esperado das quantidades de GNL comercializadas (Caso A).

Caso houvesse a possibilidade de penalizar o preço do GNL, o melhor momento para aplicá-lo seriam os picos de compra ou venda a cada ano, já que o algoritmo de segundo nível busca maximizar o custo do suprimento anual de GNL. Esta lógica cria um estímulo para a realização de compras dispersas ao longo do ano, estratégia que pode ser implementada através de um mecanismo que proporcione flexibilidade, como a estocagem. Obviamente, com $K = 0$ não há este incentivo.

Mesmo sem este fator, a capacidade ótima é de 209 MMm³ no Caso A, indicando que os ganhos proporcionados pelas trocas de gás no tempo são suficientes para remunerar o investimento inicial. Para observar estas trocas, foi escolhido arbitrariamente um cenário de demanda (cenário 846) o qual é atendido através do uso das ofertas apresentadas na Figura 36.

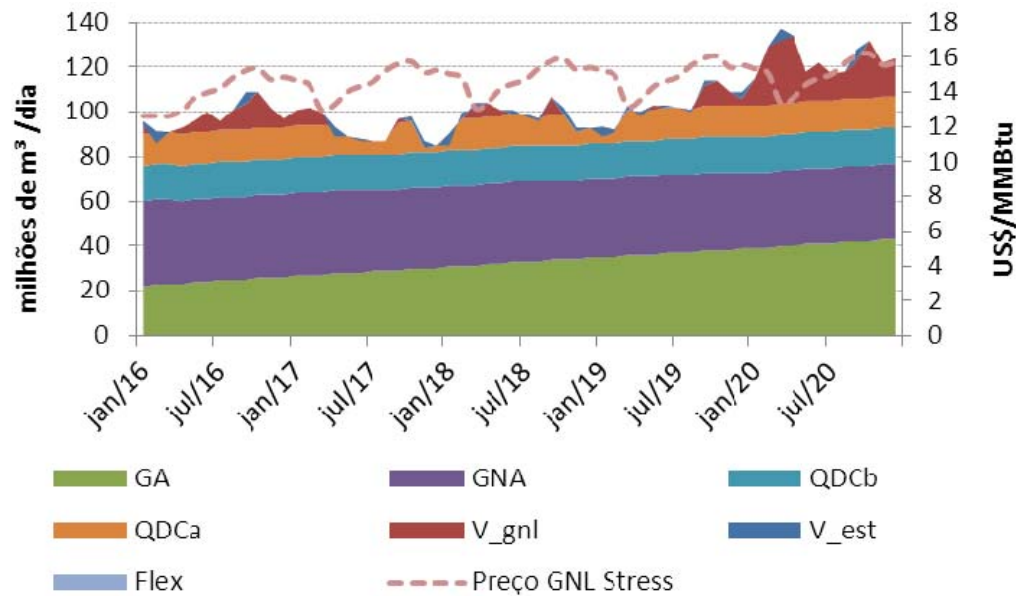


Figura 36 – Uso das ofertas de gás para atendimento do cenário de demanda 846 (Caso A com $K = 0$).

As ofertas de gás disponíveis para atendimento da demanda são: (i) GA = Gás Associado, (ii) GNA = Gás Não Associado, (iii) QDCb e QDCa = Quantidades Diárias Contratuais base e adicional do contrato de fornecimento com a Bolívia, (iv) V_{gnl} = vazão de GNL regaseificado, (v) V_{est} = vazão de gás retirada/injetada na estocagem de gás e (vi) Flex = flexibilidades.

É possível perceber que gás armazenado previamente é utilizado para substituir uma parcela do volume de gás marginal, ora GNL ora QDCa, que seria adquirido para suprir o mercado. Esta troca permite reduzir o custo de suprimento, viabilizando o investimento na estocagem de gás.

A necessidade de estocagem de gás é complementada, ainda, com armazenamento de GNL em navios afretados, que pode ser observado na Figura 37. O volume de GNL armazenado (valor esperado) equivale à capacidade de 1 a 2 navios de GNL a depender do período observado.

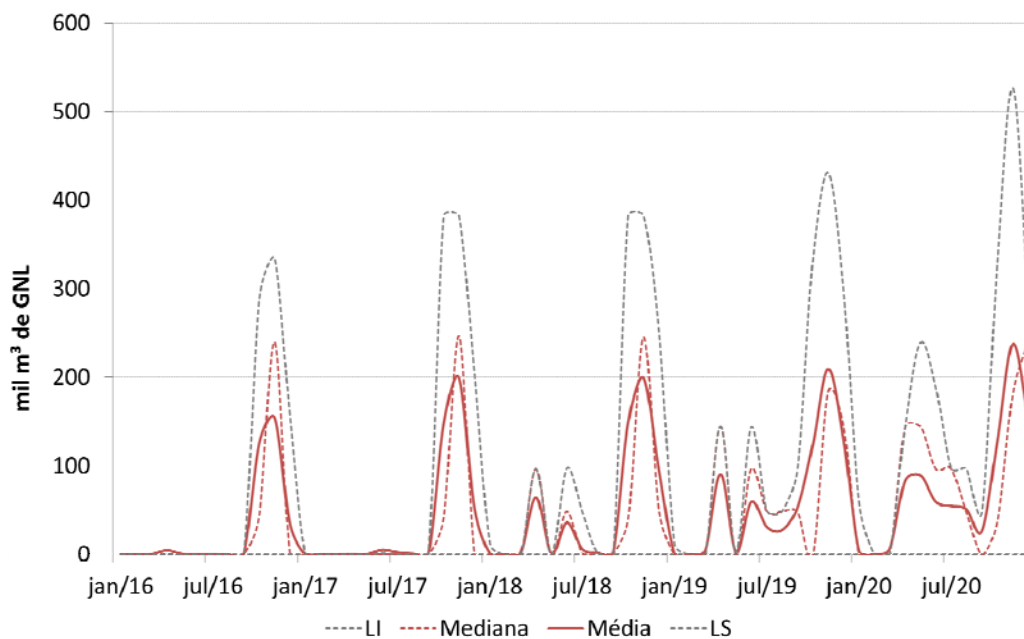


Figura 37 – Volume armazenado de GNL em navios metaneiros para o Caso A com $K = 0$.

Esta decisão equivale a ter um custo operacional mais elevado por um curto período de tempo e em apenas em alguns cenários de demanda, possibilitando evitar investimento em capacidade incremental de estocagem.

Análise para $K = 6$

Com $K = 6$ o modelo possui um orçamento que equivale a penalizar em 50% o preço de referência do GNL (definido com base nos parâmetros Δ^+ e Δ^-) em qualquer conjunto de 6 meses dentro de um ano, respeitadas as restrições de preço mínimo, máximo e de transição em meses consecutivos impostas ao preço de estresse pelo bloco de expressões (93)-(98) do modelo.

Ainda que exista orçamento para aplicar a penalização, como ele é limitado, é necessário que o modelo escolha os períodos em que aplicará a penalização. Como o objetivo do algoritmo é piorar o custo anual de suprimento com GNL, ele tenderá a penalizar o preço nos momentos em que as maiores quantidades de GNL forem comercializadas. Esta resposta do modelo é aderente à realidade de mercado, podendo ser interpretada como uma contaminação de preços decorrente de uma elevação acentuada da demanda, o que estimularia a sobreprecificação das cargas de GNL, expondo o comprador ao pagamento de prêmios, especialmente no caso de um agente avesso a déficit.

A sobreprecificação efetuada pelo modelo pode ser observada na Figura 38 que apresenta a penalização do preço do GNL escolhida sob medida pelo modelo para o Caso A.

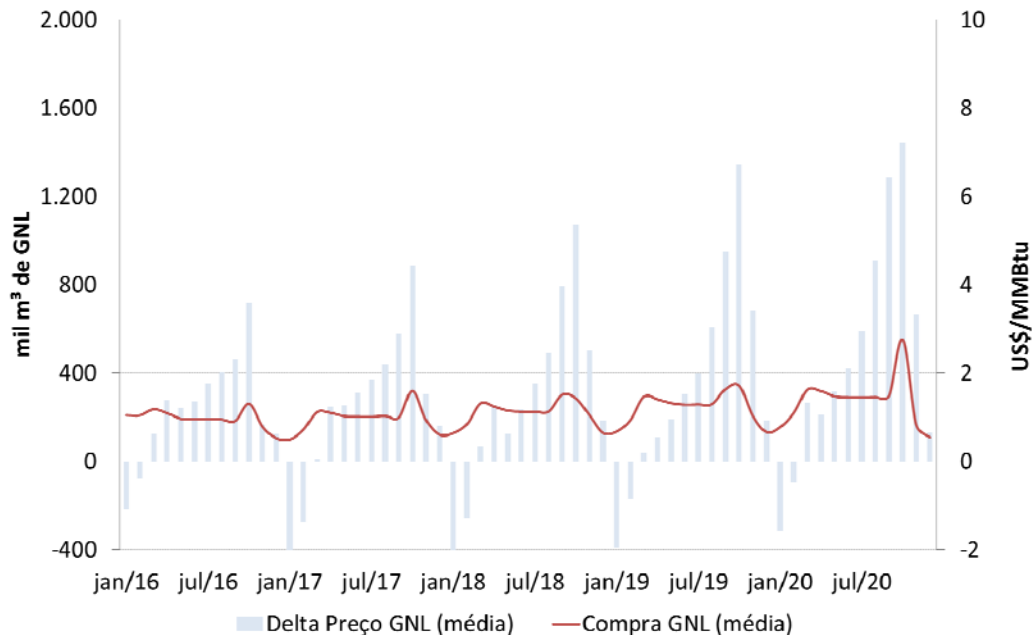


Figura 38 – Valor esperado da compra de GNL e delta preço do GNL (Caso A com $K = 6$).

Como esperado, a penalização aplicada pelo modelo ao preço do GNL ocorre, a cada ano, nos períodos de maior comercialização deste insumo. Assim, não apenas o preço do GNL é elevado quando maiores quantidades de GNL são importadas, mas também, é reduzido quando há exportação de cargas ociosas de GNL. Em ambos os casos a resposta é coerente do ponto de vista comercial. Obviamente, como o país é importador líquido de GNL, a necessidade de exportação é motivada por uma necessidade de ajuste operacional decorrente da aplicação da restrição de compra mínima de GNL (atendimento da série de segurança da demanda). Neste caso, a oportunidade do GNL para exportação tem relação com as alternativas de destinação do gás que estão ao alcance do supridor, as quais podem ter valor inferior ao preço de mercado do GNL.

Em todos os casos, a penalização do GNL eleva o valor da estocagem, pois incentiva a realização de importações de forma mais dispersa ao longo do ano, reduzindo concentrações em períodos específicos. A estocagem permite receber o

excedente de gás, entregando-o posteriormente, evitando novas compras. Isto pode ser verificado pela observação da Figura 39.

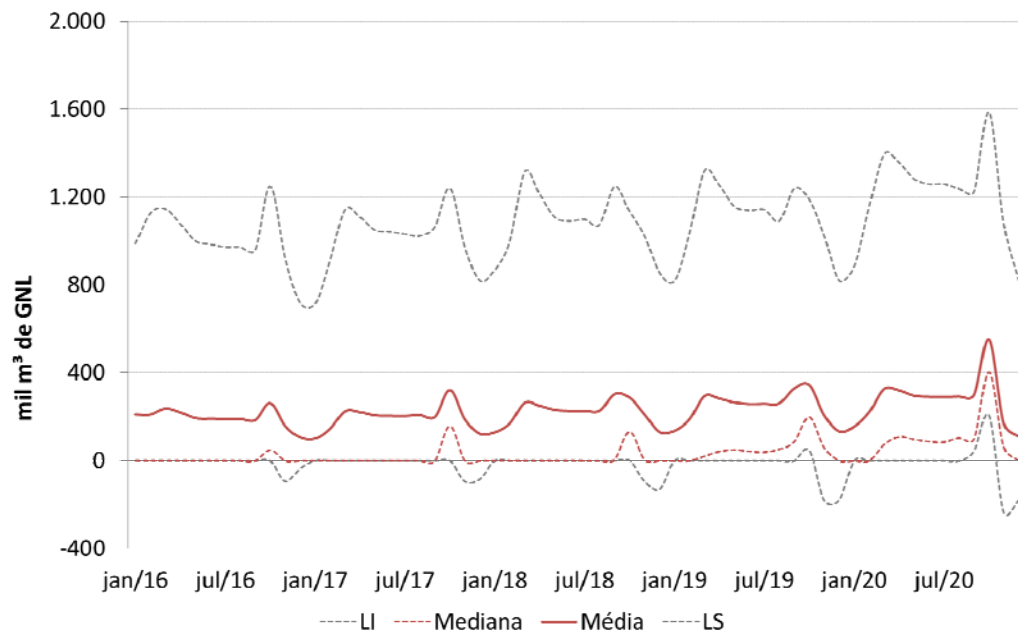


Figura 39 – Quantidades comercializadas de GNL para o Caso A com $K = 6$.

Com o aumento da capacidade da estocagem, as compras de GNL passam a apresentar um perfil mais “achatado”, indicando maior dispersão dos volumes adquiridos ao longo do tempo.

Além do ganho obtido pela possibilidade de adotar uma nova estratégia de suprimento de GNL, o ganho possibilitado pelas trocas de gás no tempo permanece, como já mostrado para $K = 0$.

Adicionalmente, a elevação do preço do GNL impacta também o custo operacional do armazenamento de GNL em navios metaneiros, pois as perdas, que são proporcionais ao volume de GNL armazenado, tornam-se mais caras. Deste modo, há um desestímulo para o uso de navios como tancagem de GNL o que pode ser observado pela comparação da Figura 37 com a Figura 40, abaixo.

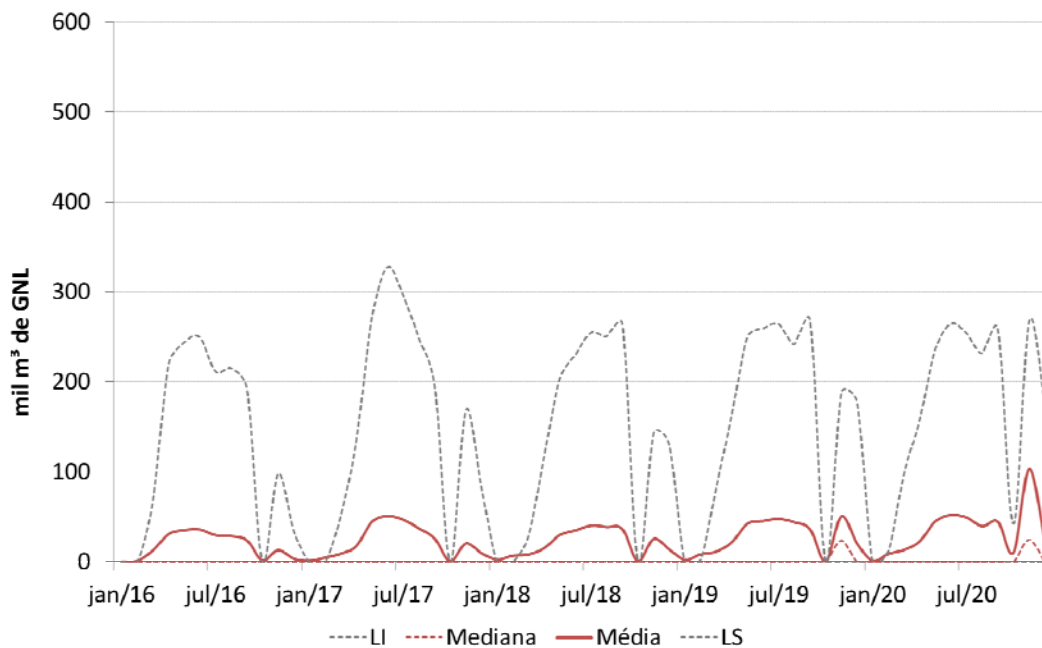


Figura 40 – Volume armazenado de GNL em navios metaneiros para o Caso A com $K = 6$.

O armazenamento de GNL em navios sofreu uma redução, sendo o valor esperado equivalente a menos de meio navio metaneiro em determinado mês (ou, de forma intuitiva, ao afretamento de um navio inteiro durante uma ou duas semanas daquele mês). Isto ocorreu porque foi alterada a relação custo x benefício do armazenamento em navios frente ao armazenado na estocagem subterrânea, aumentando o valor desta última. A evolução da quantidade de gás armazenada na estocagem pode ser observada na Figura 41.

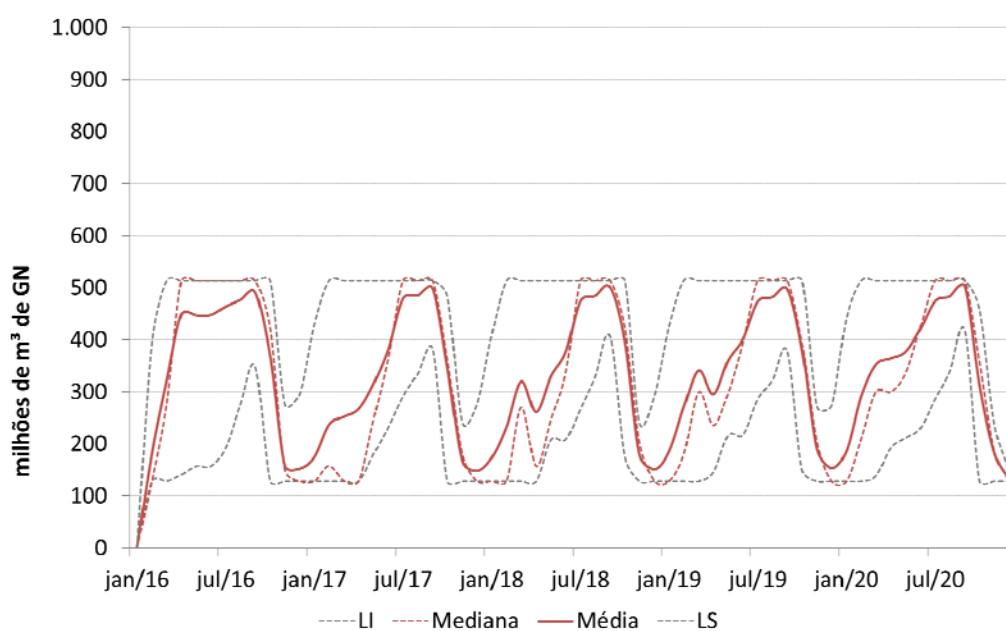


Figura 41 – Volume de gás armazenado na estocagem de gás no Caso A com $K = 6$.

Assim, com $K = 6$, a capacidade ótima da estocagem de gás aumenta em relação ao caso anterior e passa a ser de 514 MMm³. O incremento em capacidade é viabilizado pela maior possibilidade de trocas de gás ao longo do tempo – seja através de *swaps*, seja através da implantação de uma nova estratégia de suprimento de GNL – além da redução no custo operacional com tancagem em navios metaneiros.

Análise para $K = 12$

Nos casos simulados com $K = 12$, existe um orçamento para o modelo penalizar o preço do GNL que equivale a um incremento de 50% sobre o preço de referência do GNL (definido com base nos parâmetros Δ^+ e Δ^-) durante todos os doze meses do ano. Nesta condição, o modelo tem abertura para afetar o preço do GNL em todos os períodos, respeitadas as restrições impostas ao preço de estresse pelo bloco de expressões (93)-(98) (preço mínimo, máximo e limite de variação entre meses consecutivos).

Com este orçamento, o modelo é capaz de elevar o preço do GNL ao máximo permitido em todo e qualquer evento de importação (ou reduzir em todo e qualquer evento de exportação). A penalização do preço do GNL escolhida sob medida pelo modelo para o Caso A pode ser observada na Figura 42.

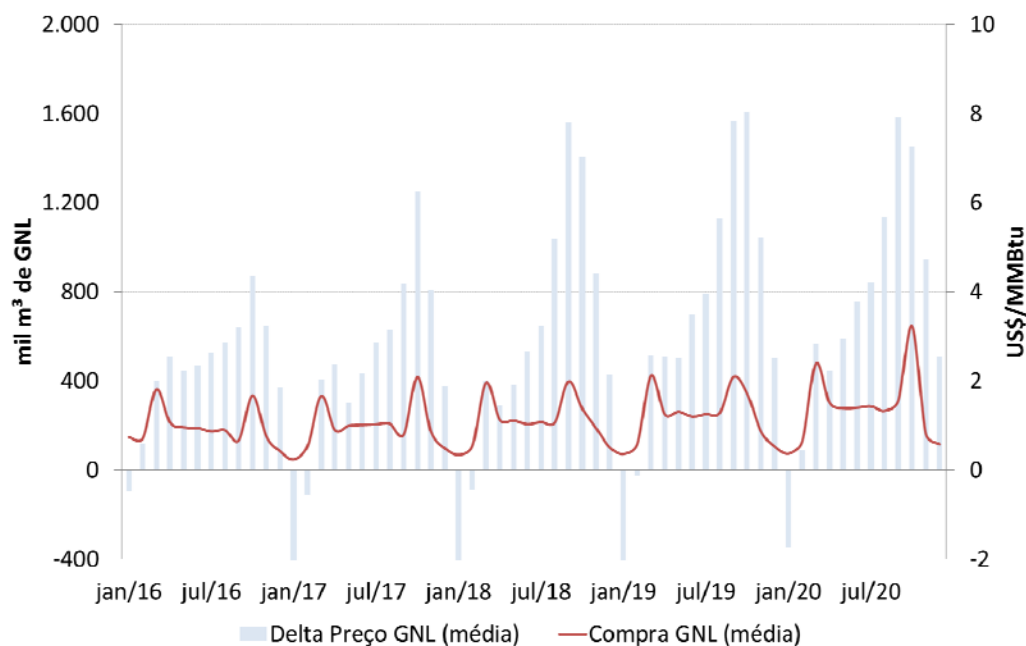


Figura 42 - Valor esperado da compra de GNL e delta preço do GNL (Caso A com $K = 12$).

Quando $K = 12$, nos cenários de maior demanda a penalização é tal que o preço do GNL fica saturado no limite superior estabelecido. Nesta condição não há benefício em dispersar as compras de GNL ao longo do tempo, o que diminui as oportunidades de otimização do custo de suprimento, reduzindo o valor de implantar a estocagem.

Outro fator que contribui para a redução do valor da estocagem quando K assume valores elevados é que, no início o horizonte de tempo, a estocagem necessita receber gás para que se torne operacional (volume mínimo equivalente ao *gás base*). Neste caso, há uma necessidade adicional de compra de gás concentrada em curto espaço de tempo. Nos cenários de demanda elevada este gás é GNL, cujo preço é penalizado severamente quando $K = 12$, elevando em 50% o investimento requerido em *gás base*. Adicionalmente, o custo de uma compra adicional de gás nos primeiros períodos do horizonte de análise sofre o efeito da taxa de desconto utilizada para trazer os custos a valor presente, a qual estimula a postergação de gastos, reduzindo ainda mais o valor da estocagem.

Com uma relação de preços menos favorável e elevação do custo do *gás base*, há uma perda marginal da capacidade ótima da estocagem, que passa a ser de 454 MMm³.

5.6.3. Sensibilidade à sazonalidade de preços

Para esta sensibilidade foram simulados casos equivalentes, porém utilizando projeções de preço do gás distintas. Enquanto o Caso A considera que os preços de gás são indexados à projeção de referência da EIA sazonalizada (vide item 5.4), o Caso B considera que os preços de gás são indexados à projeção do petróleo do Plano de Negócios da Petrobras 2012-2016, sem comportamento sazonal.

Como o valor da estocagem tem forte relação com trocas de gás marginal, as condições que estimulam implantação de capacidade de armazenamento são aquelas em que o preço do gás marginal varia mesmo que a oferta marginal não mude; ou quando a oferta marginal é diferente ainda que os preços sejam os mesmos. Por este motivo, na medida em que a amplitude das variações de preço

aumenta, há um incentivo para que um mecanismo de armazenamento de gás seja utilizado.

A capacidade ótima de armazenamento da estocagem de gás natural para o Caso A e Caso B para alguns valores do parâmetro de conservadorismo K já foi apresentada na Figura 34.

É possível observar neste gráfico que, para todos os valores de K , a capacidade ótima da estocagem no Caso A (Caso Base) é maior do que a capacidade ótima do Caso B. Isto é esperado, pois no primeiro caso há um incentivo para utilizar a estocagem para aproveitar oportunidades de mercado, já os preços do gás possuem comportamento sazonal. A estocagem permite intensificar compras em momentos de menor preço e evitar momentos de mercado aquecido, em especial o período próximo ao inverno do hemisfério norte.

5.6.4. Sensibilidade à disponibilidade de gás nacional

Para esta sensibilidade foram utilizados os mesmos dados de entrada do Caso A (caso base), exceto a disponibilidade de gás da oferta nacional que foi reduzida em 20%. A capacidade ótima de armazenamento da estocagem de gás natural para o Caso A e Caso C para alguns valores do parâmetro de conservadorismo K é apresentada na Figura 43.

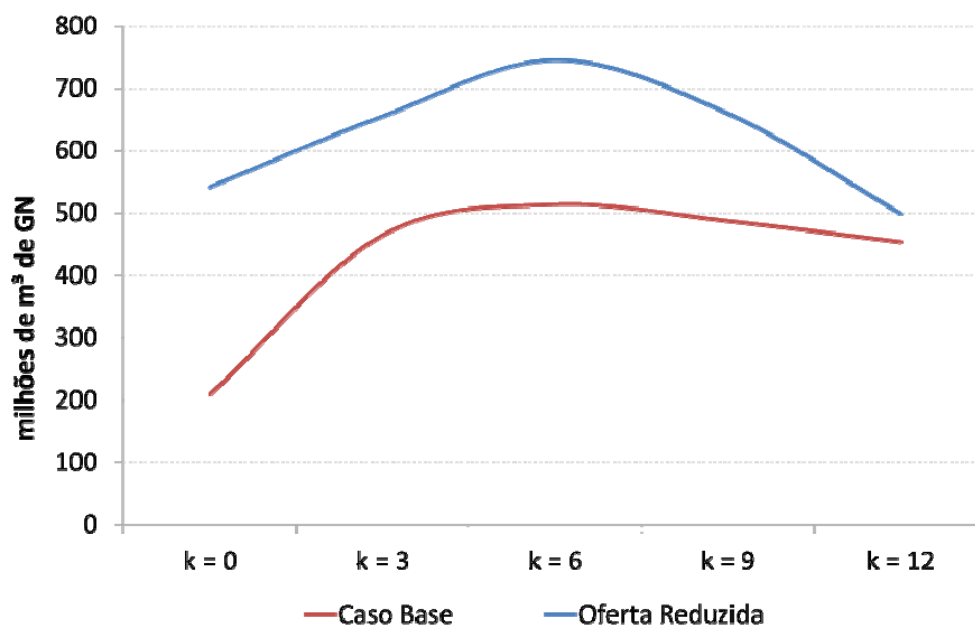


Figura 43 – Capacidade de armazenamento ótima da estocagem em função do parâmetro K .

É possível observar que, para um mesmo K , quanto menor a oferta nacional disponível, maior o tamanho da estocagem sugerida pelo modelo. Nos casos de menor disponibilidade de gás nacional, torna-se necessário utilizar também algumas flexibilidades (contingências) para atender ao mercado. Estas flexibilidades correspondem ao uso de um combustível mais caro em substituição ao gás natural como, por exemplo, óleo combustível ou GLP.

Com a redução da oferta nacional, a estocagem ganha valor, pois passa a existir a possibilidade de substituir estas flexibilidades por GNL, ou seja, há mudança da oferta marginal. Também aumenta o número de cenários atendidos com GNL em grande parte do horizonte de análise, elevando o valor de poder dispersar as compras ao longo do ano de forma a evitar a penalização do preço quando $K > 0$.

A Figura 44 apresenta o uso das ofertas de gás disponíveis no Caso C para atender um cenário de demanda escolhido para fins didáticos (cenário 846).

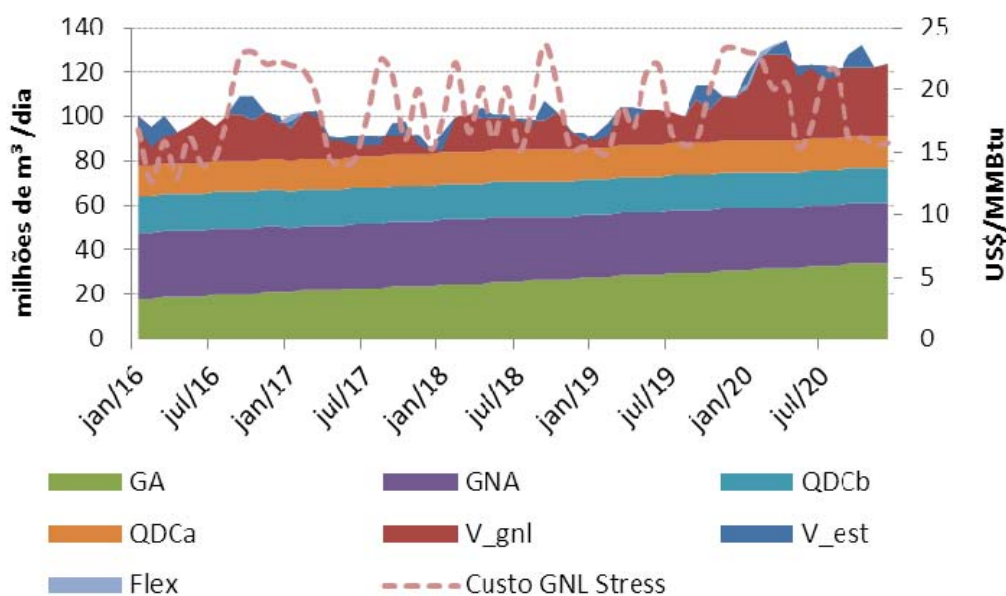


Figura 44 – Uso das ofertas de gás no cenário de demanda $s = 846$ do Caso C com $K = 6$.

É possível perceber que, enquanto no Caso A não é necessário fazer uso de flexibilidades, o mesmo não acontece no Caso C. Para minimizar esta exposição, o modelo usa a estocagem para armazenar gás em períodos precedentes para substituir a utilização de combustíveis mais caros.

A Figura 45 mostra o perfil de comercialização de GNL ao longo do tempo. É possível observar a maior necessidade de compra de GNL em comparação com o Caso A (vide Figura 38), compensando a menor produção nacional, bem como a estratégia de dispersar as compras ao longo do tempo para evitar penalizações de preço severas.

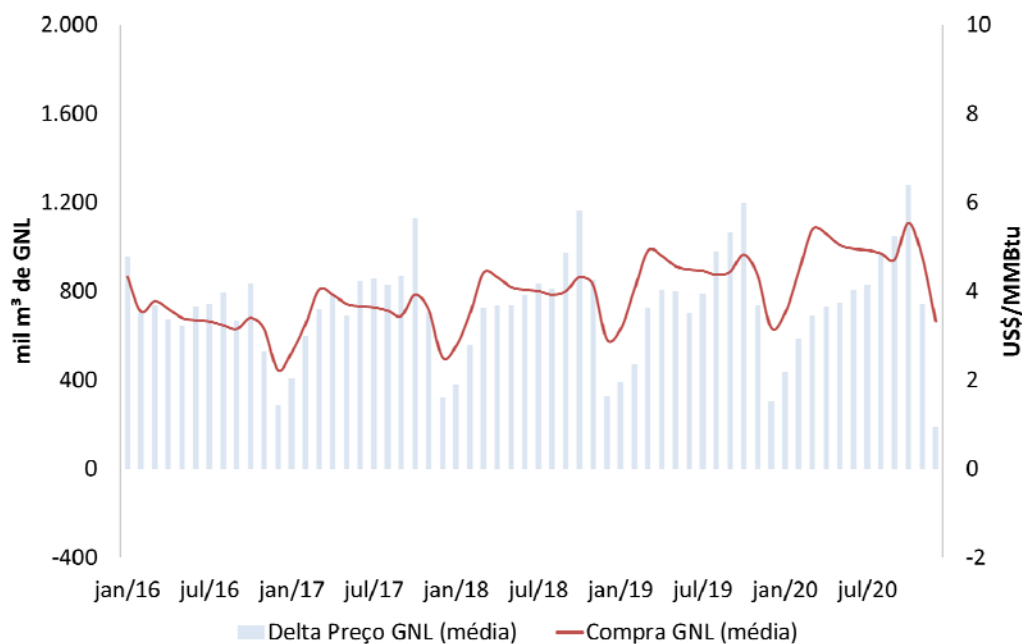


Figura 45 - Valor esperado da compra de GNL e delta preço do GNL (Caso C com $K = 6$).

A economia resultante do menor uso de flexibilidades combinado à nova estratégia de compras, a qual permite ao comprador não revelar ao mercado o grau de pressão a que está submetido, viabilizam a implantação de capacidade incremental de estocagem de gás. Assim, a capacidade ótima da estocagem é de 746 MMm³ no Caso C.

5.6.5. Sensibilidade ao critério de segurança para compras de GNL

O critério de segurança estabelece um patamar mínimo de GNL a ser comprado (ou um volume máximo a ser exportado). O critério busca reproduzir o posicionamento de um supridor avesso a risco de déficit e caracterizar uma dinâmica de decisão sob incerteza em cada cenário de demanda. No algoritmo foi inserida uma restrição que obriga a compra sob a hipótese de uma série de

segurança. No Caso A (caso base), para cada período, a demanda do critério de segurança garante o atendimento de 80% dos cenários de demanda. Dado um cenário de demanda, a lógica utilizada é que o somatório do gás disponível em todas as ofertas seja suficiente para atender à série de segurança. Caso não seja, GNL adicional deverá ser comprado, independente da demanda efetiva observada.

No Caso D, as simulações foram feitas com o critério de segurança desabilitado. A capacidade ótima de armazenamento da estocagem de gás natural para os casos A e D para alguns valores do parâmetro de conservadorismo K é apresentada na Figura 46.

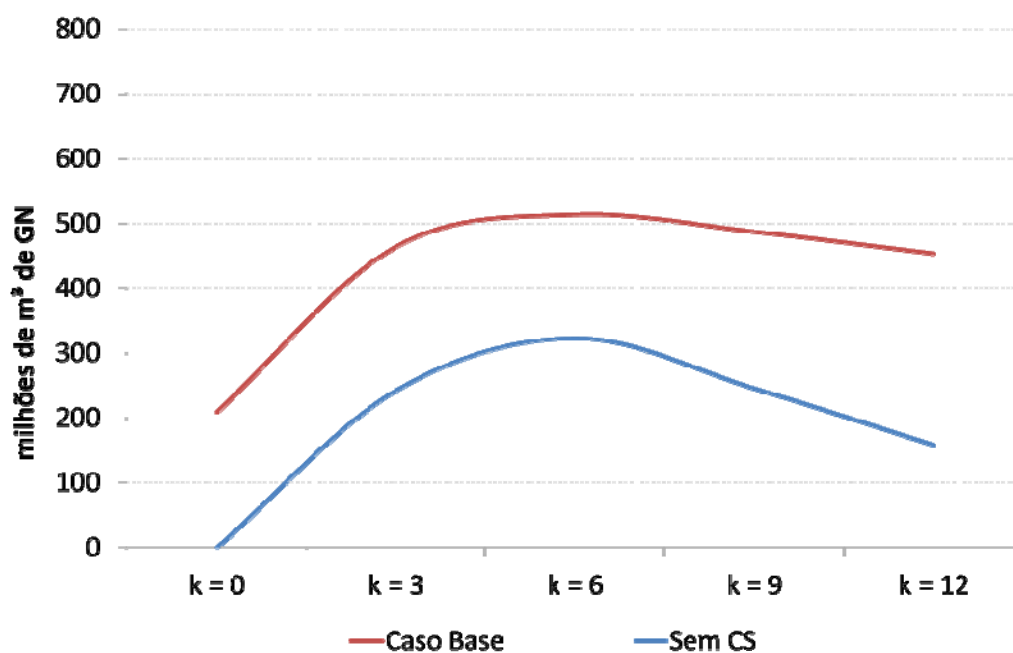


Figura 46 - Capacidade de armazenamento ótima da estocagem em função do parâmetro K .

Um desdobramento do posicionamento menos conservador, representado pela retirada do critério de segurança, é a ocorrência de menos compras de GNL, particularmente nos momentos e cenários de menor demanda, o que pode ser observado na Figura 47.

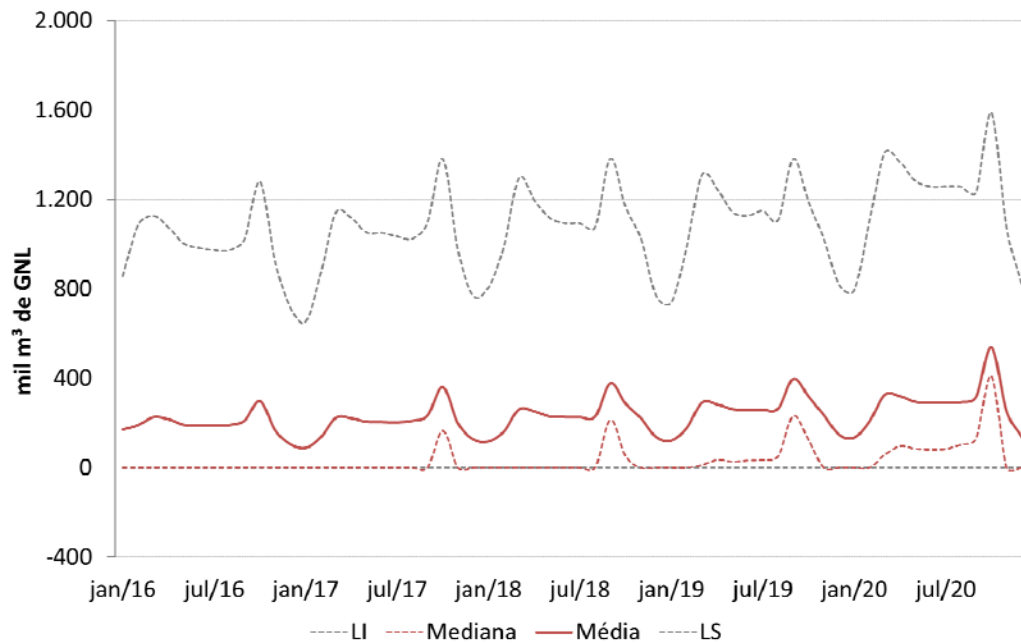


Figura 47 – Quantidades comercializadas de GNL (Caso D com $K = 6$).

Isto ocorre porque o Caso D representa uma condição de informação perfeita em que as compras de GNL ocorrem na medida exata do necessário para o suprimento do mercado. Esta representação pode ser entendida como uma situação em que todo o despacho termelétrico é previamente conhecido, podendo ser comparado à existência de despacho antecipado em todas as usinas a gás natural. Observa-se que não existem mais valores negativos no gráfico, ou seja, não existem excedentes de GNL a serem exportados. Esta redução do custo de sobra faz com que a estocagem perca valor, indicando que o despacho antecipado evita investimento em estocagem de gás natural. Adicionalmente, com a redução da necessidade de compras de GNL pela desabilitação do critério de segurança, diminuem os eventos passíveis de serem penalizados pelo modelo quando $K > 0$, reduzindo ainda mais o valor da estocagem.

Na situação atual, em que o despacho antecipado é pouco representativo, percebe-se o oposto. A existência do critério de segurança gera excedentes de GNL a serem reexportados. Assim, quanto mais conservador o nível de segurança energética desejado, maior a ocorrência de cargas de GNL ociosas a serem exportadas.

Para o Caso D, a capacidade ótima da estocagem, de 323 MMm³, é viabilizada pelos ganhos obtidos com trocas de gás, seja pela realização de *swaps* no tempo, seja pela possibilidade de distribuir as compras ao longo do ano (nova

estratégia de compras) e assim reduzir a penalização do custo do GNL aplicada pelo modelo.

5.6.6. Sensibilidade à exportação de GNL

No Caso A é dada ao modelo a possibilidade de exportar cargas de GNL. Esta flexibilidade é importante para dar destino a cargas de GNL ociosas que foram compradas em decorrência da aplicação de um critério de compra conservador, típico de um agente avesso a risco de déficit. No Caso E, a possibilidade de exportação das cargas de GNL foi desabilitada. A capacidade ótima de armazenamento da estocagem de gás natural para os casos A e E para alguns valores do parâmetro de conservadorismo K é apresentada na Figura 48.

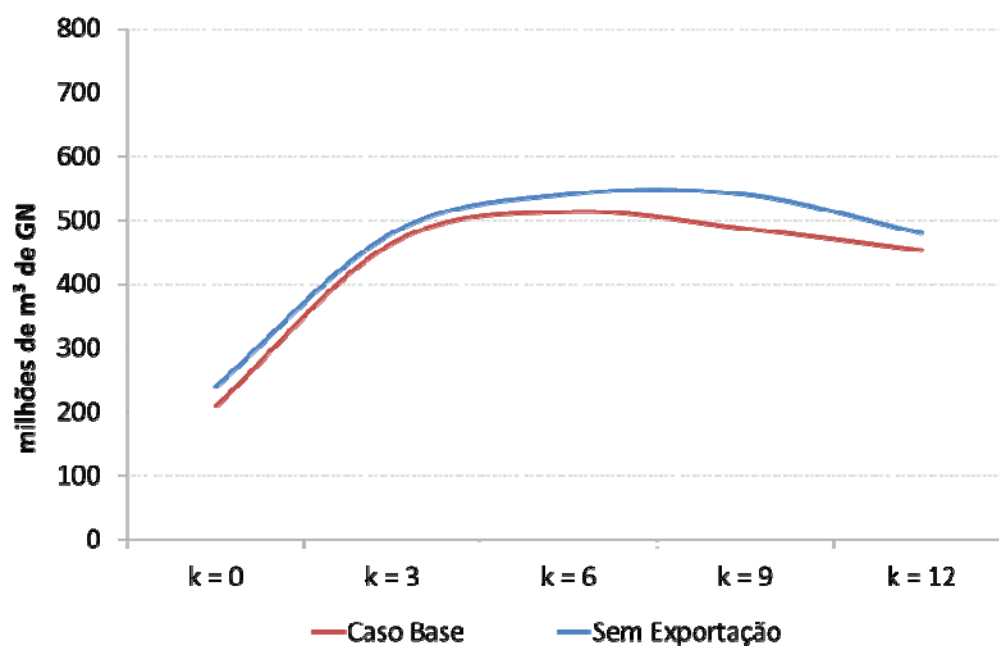


Figura 48 - Capacidade de armazenamento ótima da estocagem em função do parâmetro K .

Os resultados mostram um aumento marginal da capacidade de estocagem, indicando que a exportação é um mecanismo importante apenas em alguns cenários de demanda, sendo pouco representativo para o conjunto total de cenários considerados nas simulações. Como mencionado em 5.6.5, a aversão a risco de déficit, representada pelo critério de segurança conservador, eleva a

necessidade de exportação de cargas ociosas de GNL. Assim, quanto mais conservador for o agente, e mais propenso à sobra do que ao déficit, mais atrativa se torna a possibilidade de exportar o GNL.

Entretanto, apesar de haver excedentes de GNL, estes não são suficientemente frequentes para justificar um investimento adicional relevante em capacidade de estocagem. Para estes casos, as simulações indicam ser mais razoável ter um custo operacional maior em curto espaço de tempo do que fazer um investimento que se aplica a todos os cenários.

Em todos os casos, a possibilidade de exportação tem equivalência à capacidade de armazenamento (estocagem de gás ou tancagem de GNL), sendo uma flexibilidade útil para sistemas com pouca capacitância, pois diminui o arrependimento do supridor e a aversão ao risco de sobra, tornando-o mais propenso à compra. Desta forma, pode favorecer a confiabilidade do suprimento e não o contrário.

6 Conclusões

Este trabalho apresentou uma metodologia computacional nova em que uma técnica de programação linear híbrida de otimização estocástica e robusta foi utilizada para verificar a viabilidade da implantação de uma estocagem de gás natural em um sistema sujeito a variações de demanda e preço de GNL.

Pode ser observado pela análise dos resultados das simulações realizadas que o valor da estocagem está estritamente relacionado à possibilidade de realizar trocas de gás que minimizem o custo de suprimento para atendimento dos cenários de demanda considerados. Assim, a viabilidade do investimento depende da amplitude e duração das variações da demanda em comparação com volumes disponíveis nas ofertas e relação de preços entre elas. Cenários em que pode haver troca de oferta marginal no tempo estimulam a implantação da estocagem. Quando o ganho auferido pelas trocas de gás possibilitadas pela estocagem é maior do que o investimento requerido, o modelo opta por investir na estrutura de armazenamento, minimizando o custo total de suprimento. A capacidade ótima da estocagem encontrada pelo modelo é apresentada na Tabela 7.

Tabela 7 – Capacidade ótima da estocagem de gás natural para os casos simulados.

MMm ³	K = 0	K = 3	K = 6	K = 9	K = 12	Delta
Caso A	209	464	514	487	454	
Caso B	90	300	360	332	270	-
Caso C	542	655	746	660	499	+
Caso D	0	242	323	246	158	-
Caso E	240	480	541	541	480	+

O comportamento sazonal de preços estimula o uso de uma estocagem de gás de forma a deslocar as compras de gás no tempo, evitando momentos de maior demanda de GNL, quando há menor liquidez e elevação de preços. Quando não é observado um comportamento sazonal de preços (Caso B) o valor da estocagem

diminui. A maior capacidade de estocagem no caso com sazonalidade está aderente ao uso já consagrado da estocagem em países em que o consumo de gás está relacionado à calefação (maior consumo no inverno).

Em um cenário de maior diferença de valor entre ofertas marginais, representado pelo Caso C em que a menor disponibilidade de gás nacional acarreta uso de combustíveis mais caros, o valor da estocagem aumenta. Isto ocorre, pois a troca de uma mesma quantidade de gás natural no tempo equivale a um maior valor economizado para o sistema quando comparado ao caso base.

Restrições de garantia energética também afetam o valor da estocagem. A retirada do requisito de importação de uma quantidade mínima de GNL para atendimento de uma série de segurança (Caso D) elimina a necessidade de destinação de excedentes conjunturais de GNL. Esta inexistência de excedentes acarreta menor necessidade de trocas, reduzindo a possibilidade de ganhos propiciada pela estocagem. O caso D pode ser entendido como uma representação simplificada do despacho antecipado, condição em que toda a demanda termelétrica a gás natural é previamente conhecida e em que o GNL é comprado na medida exata do necessário para atendimento do mercado. Assim, o despacho antecipado reduz a necessidade de investimento em capacidade de armazenamento de gás natural.

Dado que o despacho antecipado atualmente é pouco representativo frente ao todo, a redução da flexibilidade de destinação dos excedentes de GNL importado, representado no modelo pela impossibilidade de reexportação (Caso E), aumenta o valor da estocagem.

Em relação ao grau de robustez à variação do preço de GNL, o qual é representado no modelo pelo parâmetro K , foram aplicadas, de forma endógena ao modelo, variações de preços associadas ao comportamento da demanda. Isto é aderente à realidade do mercado internacional, visto que a concentração de muitas compras em momentos pontuais pode levar à contaminação de preços. Para o modelo, o aumento de K equivale ao aumento do orçamento disponível para penalização do preço do GNL o que é feito com objetivo de maximizar o custo de suprimento, em geral, em momentos de maior necessidade de compra de GNL. Enquanto valores extremos de K representam pouca variação de preços, seja por não haver penalização ($K = 0$) ou por haver penalização constante ($K = 12$), valores intermediários de K resultam em variações de preços pontuais, as quais

são passíveis de serem otimizadas. Nestes casos, há um incentivo para evitar a concentração de compras em um mesmo momento. Sob esta ótica, a implantação da estocagem possibilita adotar uma nova estratégia de compras de GNL em que as importações são feitas de forma dispersa ao longo do tempo, permitindo ao agente não revelar aos seus fornecedores de GNL o grau de disposição de compra a que está submetido.

Desta forma, os resultados encontrados indicam que a implantação de uma estocagem de gás tem efeitos positivos para o sistema de gás natural brasileiro. Nos casos simulados, a estocagem permitiu a redução dos custos de suprimento através da realização de *swaps* de gás no tempo, da absorção de excedentes de gás conjunturais e da possibilidade de manter algum lastro para autonomia energética, permitindo ao agente não revelar ao mercado sua disposição à compra de GNL, evitando a contaminação do mercado internacional e reduzindo o pagamento de prêmios sobre os preços de referência.

Cabe destacar, ainda, que existem outros mecanismos para introduzir flexibilidade no sistema, os quais equivalem e podem substituir uma capacidade física de estocagem, reduzindo a necessidade em investimento em armazenamento de gás natural. Dentre eles, destacam-se o despacho antecipado de usinas termelétricas, o qual não foi representado no modelo em função de sua pouca representatividade frente ao compromisso total de geração atual, e o uso do reservatório virtual através de GFOM, não representado no modelo devido à existência de dúvidas relacionadas à possibilidade efetiva de seu uso. Estes dois tópicos foram abordados nos item 1.4 e 3.5.

Se por um lado estes fatores não foram considerados no modelo, o que tende a superestimar o valor da estocagem, por outro a consideração de um reduzido horizonte de análise tem efeito contrário. A capacidade ótima definida pelo modelo foi viabilizada economicamente ao longo de um horizonte de cinco anos, o que é conservador em comparação com estudos convencionais, os quais usualmente consideram horizontes de vinte anos. Esta premissa deveu-se à pouca disponibilidade de dados públicos referentes ao período após 2020, particularmente de dados de demanda e de informações sobre a oferta de gás boliviano após o encerramento do contrato vigente. Cabe destacar, entretanto, que o modelo é capaz de tratar horizontes de tempo maiores bastando para tal que os

dados de entrada sejam informados conforme a preferência e necessidade do usuário.

6.1. Trabalhos futuros

Como trabalhos futuros, recomenda-se avaliar os temas não tratados no modelo apresentado, em particular o uso de reservatório virtual e o despacho antecipado. Este ponto pode ser importante para verificar a equivalência econômica entre estes mecanismos de flexibilidade, o que pode dar ao agente uma melhor percepção dos esforços que devem ser aplicados nestas frentes a fim de que possa haver avanços para sua implementação definitiva no país.

Outra extensão possível deste trabalho seria o aperfeiçoamento do modelo para um de programação de decisão em múltiplos estágios que pudesse considerar sucessivas decisões de compras de GNL, incorporando também restrições referentes ao tempo de trânsito dos navios de GNL, ao número de ciclos de enchimento e esvaziamento da estocagem e de períodos mínimos de afretamento de navios metaneiros.

Pode ser avaliada também a necessidade de se utilizar um modelo com robustez à variação de preço, não só do GNL, mas de todas as ofertas de gás natural, em especial as marginais.

Por fim, existem oportunidades para que se desenvolvam estudos técnicos sobre estocagens subterrâneas de gás natural no Brasil que possam identificar e detalhar de forma mais objetiva as características e limitações das alternativas viáveis para interconexão à malha interligada de gasodutos de transporte do país.

7

Referências bibliográficas

- [1] J. C. Cecchi et al., **Evolução da indústria brasileira de gás natural: aspectos técnico-econômicos e jurídicos**, 2009, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, ANP.
- [2] E.T.T. Filho, **O Gasoduto Brasil-Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado**, revista do BNDES, 2002, V. 9, n. 17, pp. 99-116.
- [3] Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, **Anuário Estatístico 2012**, ANP.
- [4] J. C. Cecchi et al., **Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros**, 2001, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, ANP.
- [5] Confederação Nacional da Indústria, **A indústria e o Brasil – gás natural: uma proposta de política para o país**, CNI, Brasília, 2010.
- [6] J. C. Cecchi et al., **Panorama da indústria de gás natural no Brasil: aspectos regulatórios e desafios**, 2002, Nota Técnica 033/2002-SCG, ANP.
- [7] A. Tomagard, F. Rømo, M. Fodstad, K. Midthun, **Optimization models for the natural gas value chain**, 2007, Geometric Modelling, Numerical Simulation and Optimization, Springer-Verlag, Berlin, pp. 521–558.
- [8] M. Hamed, R.Z. Farahani, G.R. Esmailian, **Optimization in Natural Gas Network Planning**, 2011, Logistics Operations and Management, pp. 393–420.
- [9] J. F. Benders, **Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems**, Numer. Math., v.4, pp. 238-252, 1962.
- [10] M. V. F. Pereira, L. M. V. G. Pinto, **Operation Planning of Large-scale Hydroelectric Systems**, Proc. 8th Power System Computation Cont., 1984.
- [11] M. V. F. Pereira, L. M. V. G. Pinto, **Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System - a Decomposition Approach**, Water Resources, v. 21, n. 6, 1985.
- [12] L. Terry, M. Pereira, T. Neto, A. Silva, P. Sales, **Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generation System**, Interfaces v. 16, pp. 16-38, 1986.
- [13] M. V. F. Pereira, **Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems**, Electrical Power & Energy Systems, v.11, n.3, pp. 161-169, 1989.

- [14] M. V. F. Pereira, L. M. V. G. Pinto, **Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning**, *Mathematical Programming* 52, pp. 359-375, 1991.
- [15] M. V. F. Pereira, N. Campodónico, R. Kelman, **Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models**, *EPSOM '98*, 1998.
- [16] M. Pereira, N. Campodónico, R. Kelman, **Application of Stochastic Dual DP and extensions to hydrothermal scheduling**, PSRI Technical Report 012/99, 1999.
- [17] N. Shah, **Process industry supply chains: advances and challenges**, 2004, *Computer Aided and Process Engineering* 18, pp.123–138.
- [18] Chopra, Sunil, et al., **Supply Chain Management: Strategy, Planning & Operation**, 2007, Stanford University.
- [19] A.L. Diniz, M.E. Maceira, **Multi-Lag Benders Decomposition for Power Generation Planning with Nonanticipativity Constraints on the Dispatch of LNG Thermal Plants**, 2013, In: *Stochastic Programming, v.4. - Applications in Finance, Energy, Planning and Logistics*.
- [20] M. Tavares, R. Kelman, **A flexibilidade operacional das térmicas e os reservatórios virtuais**, 2007, *Revista Custo. Brasil*, Ano 2, no. 7.
- [21] V. Guigues, C. Sagastizábal, J.P. Zubeli, **Robust management and pricing of LNG contracts with cancellation options**, 2012, disponível em http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2011/09/3162.pdf
- [22] R. Kelman, **Planejamento coordenado dos setores de energia elétrica e gás natural**, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2009.
- [23] B. Bezerra, L.A. Barroso, R. Kelman, B. Flach, M.L. Latorre, N. Campodónico, M. Pereira, **Integrated Electricity–Gas Operations Planning in Long-term Hydroscheduling Based on Stochastic Models**, *Handbook of Power Systems I, Energy Systems*, pp. 149-175, 2010.
- [24] R.Z. Ríos-Mercado, C. Borraz-Sánchez **Optimization Problems in Natural Gas transmission Systems: a State of the art Survey**, 2012, Northwestern University, Evanston, Illinois, USA.
- [25] A.J. Osiadacz, **Dynamic optimization of high pressure gas networks using hierarchical systems theory**, 1994, 26th Annual Meeting PSIG (Pipeline simulation Interest Group) ed., San Diego, California.
- [26] S. Wu, R.Z. Rios-Mercado, E.A. Boyd, L.R. Scott, **Model relaxations for the fuel cost minimization of steady-state gas pipeline networks**, 2000, *Math. Comput. Model*, 31, pp. 197–220.
- [27] R.Z. Ríos-Mercado, P.M. Pardalos, M.G.C. Resende, **Natural gas pipeline optimization**, 2002, *Handbook of Applied Optimization*, Oxford University Press, New York, pp. 813–825.

- [28] D. Cobos-Zaleta, R.Z. Ríos-Mercado, **A MINLP model for a minimizing fuel consumption on natural gas pipeline networks**, 2002, in: Congreso Latino Iberoamericano de Investigación de Operaciones (CLAIO) ed., Chile.
- [29] C. Borraz-Sánchez, R.Z. Ríos-Mercado, **A Hybrid Meta-heuristic Approach for Natural Gas Pipeline Network Optimization**, 2005, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, pp. 54–65.
- [30] R.Z. Ríos-Mercado, S. Kim, E.A. Boyd, **Efficient operation of natural gas transmission systems: a network-based heuristic for cyclic structures**, 2006, *Comput. Oper. Res.*, 33, pp. 2323–2351
- [31] T. Mora, M. Ulieru, **Minimization of energy use in pipeline operations – an application to natural gas transmission systems**, 2005, Industrial Electronics Society, IECON, 31st annual conference of IEEE.
- [32] M. Abbaspour, P. Krishnaswami, K.S. Chapman, **Transient optimization in natural gas compressor stations for linepack operation**, 2007, *J. Energy Resour. Technol.*, 129, pp. 314–324.
- [33] Y. Wu, K.K. Lai, Y. Liu, **Deterministic global optimization approach to steady-state distribution gas pipeline networks**, 2007, *Optim. Eng.*, 8, pp. 259–275
- [34] P.M. Coelho, C. Pinho, **Considerations about equations for steady state flow in natural gas pipelines**, 2007, *J. Brazil. Soc. Mech. Sci. Eng.*, pp. 262–273.
- [35] D. Mahlke, A. Martin, S. Moritz, **A simulated annealing algorithm for transient optimization in gas networks**, 2007, *Math. Meth. Oper. Res.*, 66, pp. 99–115.
- [36] A. Kabirian, M.R. Hemmati, **A Strategic Planning Model for Natural Gas Transmission Networks**, 2007, *Energ. Policy*, 35, pp. 5656–5670.
- [37] F. Tabkhi, L. Pibouleau, C. Azzaro-Pantel, S. Domenech, **Total cost minimization of a high-pressure natural gas network**, 2009, *J. Energy Resour. Technol.*, 131 (2009).
- [38] A. Chebouba, F. Yalaoui, A. Smati, L. Amodeo, K. Younsi, A. Tairi, **Optimization of natural gas pipeline transportation using ant colony optimization**, 2009, *Comput. Oper. Res.*, 36, pp. 1916–1923.
- [39] C. Borraz-Sánchez, R.Z. Ríos-Mercado, **Improving the operation of pipeline systems on cyclic structures by tabu search**, 2009, *Comput. Chem. Eng.*, 33, pp. 58–64
- [40] M. Hamed, R.Z. Farahani, M.M. Husseini, G.R. Esmaeilian, **A distribution planning model for natural gas supply chain: a case study**, 2009, *Energ. Policy*, 37, pp. 799–812.
- [41] V.S. Nørstebø, F. Rømo, L. Hellemo, **Using operations research to optimise operation of the Norwegian natural gas system**, 2010, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Volume 2, Issue 4, , pp. 153–162.

- [42] S. P. Santos, J. E. Leal, F. Oliveira, **The Development of a Natural Gas Transportation Logistics Management System**, 2010, Energy Policy v. 39, pp. 4774-4784.
- [43] R. E. Brooks, **Allocation of Natural Gas in Times of Shortage: A Mathematical Programming Model of the Production, Transmission and Demand for Natural Gas Under Federal Power Commission Regulation**, 1975, Tese de Doutorado, Massachusetts Institute of Technology.
- [44] R. P. O'Neill, M. Willard, B. Wilkins, R. Pike. **A Mathematical Programming Model for Allocation of Natural Gas**, 1979, Operations Research V. 27 n. 5, pp. 857-872.
- [45] R. R. Levary, B. V. Dean, **A Natural Gas Flow Model Under Uncertainty in Demand**, 1980, Operations Research, 28(6), pp. 1360-1374.
- [46] J.M. Guldmann, **A chance-constrained programming approach to natural gas curtailment decisions**, 1981, Resources and Energy 3, pp.133-161.
- [47] R. B. Fancher, J. F. Wilson, H. A. Mueller, **Fuel Contracting Under Uncertainty**, 1986, IEEE, pp. 26-27.
- [48] L. Chin, T. E. Vollmann, **Decision Support Models for Natural Gas Dispatch**, 1992, Transportation Journal, 32(2), pp. 38-45.
- [49] W. Avery, G. G. Brown, J. A. Rosenkranz, K. Wood. **Optimization of Purchase, Storage, and Transmission Contracts for Natural Gas Utilities**, 1992, Operations Research, 40(3), pp. 446-462.
- [50] A. E. Bopp, V. R. Kannan, S. W. Palocsay, S. P. Stevens, **An optimization model for planning natural gas purchases, transportation, storage and deliverability**, 1996, Omega, 24 (5), pp. 511-522.
- [51] J.C. Bulter, J. S. Dyer, **Optimizing Natural Gas Flows with Linear Programming and Scenarios**, 1999, Decision Sciences V. 30 n. 2.
- [52] J. Guldmann, F. Wang, **Optimizing the Natural Gas Supply Mix of Local Distribution Utilities**, 1999, European Journal of Operational Research, V. 112, pp. 598—612.
- [53] L. Contesse, J. C. Ferrer, S. Maturana, **Mixed-Integer Programming Model for Gas Purchase and Transportation**, Annals of Operation Research, 2005, vol. 139, pp. 39-63.
- [54] A. S. T. Mendes, **Impactos da Criação do Mercado Interruptível de Gás Natural, Dissertação de Mestrado**, PUC-Rio, 2006.
- [55] A. Street, L. A. Barroso, R. Chabar, A. S. T. Mendes, M. V. Pereira, **Pricing Flexible Natural Gas Supply Contracts Under Uncertainty in Hydrothermal Markets**, IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, pp. 1009-1017, 2008.
- [56] S. T. Ribeiro, A. Street, C. A. C. Fernandes, **Precificação Ótima dos Contratos de Gás Natural na Modalidade Interruptível**, 2009, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio.

- [57] V.V. Kalashnikov, R.Z. Ríos-Mercado, **A natural gas cash-out problem: a bilevel programming framework and a penalty function method**, 2010, *Optim. Eng.*, 7, pp. 403–420.
- [58] T. Aouam, R. Rardin, J. Abrache, **Robust Strategies for Natural gas Procurement**, 2010, *European Journal of Operational Research* v. 205, pp. 151–158.
- [59] B. Fânzeres, A. Street, **Cálculo da Curva de Disposição a Contratar de Geradores Hidrelétricos: Uma Abordagem Robusta ao Preço de Curto-Prazo**, XXI SNPTEE, 2011.
- [60] G.B. Dantzig, **Linear programming under uncertainty**, 1955, *Management Science* 1, pp. 197–206.
- [61] E. Beale, **On minimizing a convex function subject to linear inequalities**, 1955, *Journal of the Royal Statistical Society*, B 17, pp. 173–184.
- [62] A. Ferguson, G.B. Dantzig, **The allocation of aircraft to routes: An example of linear programming under uncertain demand**, 1956, *Management Science* 3, pp. 45–73.
- [63] A. Charnes, W.W. Cooper, G.H. Symonds, **Cost horizons and certainty equivalents: An approach to stochastic programming of heating oil**, 1958, *Management Science* 4, pp. 235–263.
- [64] A. Charnes, W.W. Cooper, **Chance-constrained programming**, 1959, *Management Science* 5, pp. 73–79.
- [65] P. Kall, **Stochastic Linear Programming**, Springer, 1976, Berlin.
- [66] Yu.M. Ermoliev, **Methods of Stochastic Programming**, 1976, Nauka, Moscow.
- [67] M.A.H. Dempster (Ed.), **Stochastic Programming**, Academic Press, London, 1980.
- [68] R.J.-B. Wets, **Stochastic programming**, in: G.L. Nemhauser, et al. (Eds.), *Handbooks in OR & MS*, vol. 1, Elsevier, Amsterdam, 1989, pp. 573–629 (Chapter VII).
- [69] P. Kall, S.W. Wallace, **Stochastic Programming**, 1994, Wiley, Chichester.
- [70] A. Prekopa, **Stochastic Programming**, 1995, Kluwer and Akadémiai Kiadó, Dordrecht and Budapest.
- [71] J.R. Birge, F. Louveaux, **Introduction to Stochastic Programming**, Springer, New York, 1997.
- [72] R.J.-B. Wets, W.T. Ziemba (Eds.), **Stochastic Programming**, 1999, *State of the Art 1998*, *Annals of Operations Research* 85.
- [73] D.B. Yudin, **Mathematical Methods of Management under Incomplete Information, Problems and Methods of Stochastic Programming**, 1974, Soviet Radio, Moscow.

- [74] A. Prekopa (Ed.), **Studies in Applied Stochastic Programming**, MTA SzTAKI, Budapest, 1978, 80/1978 and 167/1985.
- [75] H. M. Markowitz, **Portfolio Selection**, 1952, Journal of Finance, 7.
- [76] H. M. Markowitz, **Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investment**, 1959, John Wiley & Sons, Nova Iorque.
- [77] J.P. Morgan, **RiskMetrics**, 1994, Second Edition, J.P. Morgan.
- [78] Securities and Exchange Commission, **Questions and Answers About the New “Market Risk” Disclosure Rules**, www.sec.org/divisions/corpfin/guidance/derivfaq.htm, SEC, acessado em 18/10/2012.
- [79] P. Artzner, F. Delbaen, J-M. Eber, D. Heath, **Coherent measures of risk**, 1999, Mathematical Finance 9, pp. 203–228.
- [80] G. Szego, **Measures of Risk**, 2002, Journal of Banking & Finance 26, pp.1253–1272.
- [81] Pflug, G.Ch. **Some Remarks on the Value-at-Risk and the Conditional Value-at-Risk em ”Probabilistic Constrained Optimization: Methodology and Applications”**, 2000, Ed. S. Uryasev, Kluwer Academic Publishers.
- [82] F. Andersson, S. Uryasev, **Credit Risk Optimization With Conditional Value-At-Risk Criterion**, 1999, Research Report 99-9. ISE Dept., University of Florida.
- [83] R.T. Rockafellar, S. Uryasev, **Optimization of Conditional Value-at-Risk**, 2000, The Journal of Risk 2, pp. 22-41.
- [84] S. Uryasev, **Conditional Value-at-Risk: Optimization Algorithms and Applications**, 2000, Financial Eng. News 14.
- [85] P. Krokmal, J. Palmquist, S. Uryasev, **Portfolio optimization with conditional value-at-risk objective and constraints**, 2002, Journal of Risk, 42:2, pp. 124-129.
- [86] R.T. Rockafellar, S. Uryasev, **Conditional value-at-risk for general loss distributions**, 2002, Journal of Banking and Finance, 26/7.
- [87] A. Street, **On the Conditional Value-at-Risk Probability Dependent Utility Function**, Theory and Decision Journal, 2009.
- [88] A. L. Soyster, **Convex programming with set-inclusive constraints and applications to inexact linear programming**, 1973, Operations Research V. 21, pp.1154–1157.
- [89] A. Ben-Tal, A. Nemirovski, **Robust convex optimization**, 1998, Math. Oper. Res. 23, pp. 769–805.
- [90] A. Ben-Tal, A. Nemirovski, **Robust solutions to uncertain programs**, 1999, Oper. Res. Lett. 25, pp. 1–13.

- [91] A. Ben-Tal, A. Nemirovski, **Robust solutions of linear programming problems contaminated with uncertain data**, 2000, Math. Programming 88 pp. 411–424.
- [92] L. El-Ghaoui, H. Lebret, **Robust solutions to least-square problems to uncertain data**, 1997, SIAM J. Matrix Anal. Appl. V. 18 n. 4, pp. 1035–1064.
- [93] L. El-Ghaoui, F. Oustry, H. Lebret, **Robust solutions to uncertain semidefinite programs**, 1998, SIAM J. Optim. V. 9 n. 1, pp. 33–52.
- [94] D. Bertsimas M. Sim, **The price of robustness**, 2004, Operations Research, V. 52 n. 1, pp. 35-53.
- [95] E. S. Amundsen, **Seasonal fluctuations of demand and optimal inventories of a non-renewable resource such as natural gas**, 1991, Resources and Energy V. 13, pp. 285-306.
- [96] Energy Information Administration, **The Value of Underground Storage in Today's Natural Gas Industry**, 1995, DOE/EIA-0591(95).
- [97] J. D., Kobasa, **Management's perspective on underground gas storage**, 1988, In: M. R. Tek, Underground Storage of Natural Gas: Theory and Practice, Kluwer Academic Publishers, Norwell, MA, 3–13.
- [98] J. A. Dietert, D. A. Pursell, **Underground Natural Gas Storage: gas storage is the supply and demand relief valve**, 2000, Simmons & Company International, Energy Industry Research.
- [99] J. Tobin, J. Thompson, **Natural Gas Storage in the United States in 2001: A Current Assessment and Near-Term Outlook**, 2001, Energy Information Administration.
- [100] S. Maragos, **Valuation of the Operational Flexibility of Natural Gas Storage Reservoirs**, In: E. Ronn, Real Options and Energy Management – Using Options Methodology to Enhance Capital Budgeting Decisions, 2003, Cap 14, pp. 431-455.
- [101] B. Esnault, **The need for regulation of gas storage: the case of France**, 2003, Energy Policy V. 31, pp. 167-174.
- [102] Federal Energy Regulatory Commission, **Current state of and issues concerning Underground Natural Gas Storage**, 2004, FERC Staff Report, Docket No. AD04-11-000
- [103] Energy Information Administration, **The Basics of Underground Natural Gas Storage**, 2004, EIA.
- [104] C. L. Goraieb, R. G. Altmann, A. S. O. Yu, P. B. M. Azevedo, W. S. Iyomassa, A. R. Osoegawa, F. Bortolotti, **Estocagem subterrânea de gás natural: um estudo de viabilidade voltado para a complementação térmica do sistema elétrico interligado brasileiro**. In: 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, v. 1 CD, 2005, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás.

- [105] J. W. Buyers, **Commodity storage valuation: A linear optimization based on traded instruments**, 2006, Energy Economics, V. 28, pp. 275-287.
- [106] X. Mu, **Weather, storage, and natural gas price dynamics: fundamentals and volatility**, 2007, Energy Economics V. 29, pp. 46-63.
- [107] Energy Information Administration, **U.S. Storage Drawdown Analysis Report**, 2008, EIA, Office of Oil and Gas.
- [108] N. Secomandi, **Optimal Commodity Trading with a Capacitated Storage Asset**, 2010, Management Science V. 56, n. 3, pp. 449-467.
- [109] Empresa de Pesquisa Energética, **Custos Marginais de Operação (CMO) para o Leilão de Energia A-5/2011**, disponível em <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20A-5%202011/CMO COP CEC Leil%C3%A3o%20A-5%202011.xls> Acessado em 20 de julho de 2012.
- [110] Energy Information Agency, **Annual Energy Outlook 2012**, disponível em <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/> Acessado em 20 de julho de 2012.
- [111] FICO Xpress Optimization Suite, disponível em <http://www.fico.com/>
- [112] G. Dantzig, **Linear programming and extensions**, 1963, Princeton University Press e RAND Corporation.
- [113] A. Shapiro, D. Dentcheva, A. Ruszczyński, **Lectures on stochastic programming: Modeling and theory**, MPS / SIAM Series on Optimization, Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM).
- [114] L. M. Puterman, **Markov Decision Processes: Discrete Stochastic Dynamic Programming**, 1995, John Wiley & Sons, New York.
- [115] M. A. Flores-Salazar, R. Vázquez-Román, I.E. Grossman, G. Iglesias-Silva, **A Multiperiod Planning Model for Gas Production System**, Journal of Petroleum Science and Engineering v. 77, pp. 226-235.
- [116] P. I. Barton, A. Selot, **A Production Allocation Framework for Natural Gas Production Systems**, 2007, Elsevier, 17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering, pp. 539-544.
- [117] A. Selot, L. K. Kuok, M. Robinson, T. L. Mason, P. I. Barton, **A Short-Term Operational Planning Model for Natural Gas Production Systems**, 2008, AIChE Journal v. 54 n. 2, pp. 495-515.
- [118] <http://www.bp.com>
- [119] <http://www.aneel.org.br>
- [120] <http://www.anp.gov.br>
- [121] <http://www.cni.org.br>
- [122] <http://www.eia.gov>

- [123] <http://www.epe.gov.br>
- [124] <http://www.ferc.gov>
- [125] <http://www.mme.gov.br>
- [126] <http://www.ons.org.br>
- [127] <http://www.petrobras.com.br>
- [128] <http://www.platts.com>
- [129] <http://www.tigf.fr>
- [130] <http://www.costain.com>
- [131] <http://www.intragaz.com>