

Copyright 2016, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2016**, realizado no período de 24 a 27 de outubro de 2016, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2016**.

Resumo

Nos Leilões de Energia Nova ocorridos nos últimos 3 anos no Brasil, apenas 6% da energia contratada provém de termelétricas a gás natural. Por mais que uma expansão baseada em fontes renováveis seja louvável, térmicas a gás possuem atributos importantes para a segurança do suprimento energético que não estão presentes nas fontes renováveis predominantes no sistema brasileiro e se fazem necessários diante da perspectiva da situação de suprimento para os próximos anos. Um entrave para a inserção de usinas a gás natural no mercado brasileiro é o conflito de interesses econômicos entre geradores térmicos e fornecedores de combustível. Para o setor elétrico, o ótimo econômico é a compra de gás natural apenas nos momentos de despacho solicitado pelo ONS, o que permite o atendimento do contrato de venda de energia elétrica a um custo menor do que o do gás natural nos momentos de boa hidrologia. Para o setor de gás, como a infraestrutura de investimento na exploração, produção e transporte do gás está baseada principalmente em custos fixos, são impostos nos contratos de suprimento de combustível cláusulas de Take or Pay (ToP), que resultam em uma geração mínima da usina, e de pagamento por capacidade. Estas cláusulas transformam custos variáveis, precificados pelos seus valores esperados na parcela do COP do ICB dos leilões, em custos fixos, precificados diretamente na Receita Fixa do ICB e podem penalizar a competitividade de empreendimentos termelétricos nos leilões. Neste sentido, dentro das condicionantes estabelecidas para participação nos certames, existem diversas combinações de preço da commodity, nível de ToP e pagamento por capacidade ou Ship or Pay (SoP) que resultam na remuneração necessária para o supridor de gás natural. No entanto, estas combinações possuem impactos distintos nas parcelas que compõem o ICB, resultando no final do dia em um trade-off da alocação de custos na componente fixa ou variável deste índice. O objetivo deste trabalho é apresentar um modelo matemático que maximiza a competitividade de um gerador térmico em um leilão de energia nova a partir da otimização dos parâmetros de um contrato de suprimento de gás (GSA). O modelo otimiza o preço da commodity, nível de ToP e valor do pagamento por capacidade, visando minimizar o valor do ICB, garantindo a remuneração necessária do supridor de gás. As contribuições principais deste trabalho consistem em: (i) buscar alternativas para a incongruência existente entre o setor elétrico e o setor de gás; (ii) discutir através de análises quantitativas a alocação de risco entre os diversos agentes envolvidos, ou seja, o supridor de gás natural, o gerador e o consumidor de energia elétrica; e (iii) propor mecanismo de contratação de termelétricas com o objetivo de reduzir o prêmio de risco referente à flexibilidade no suprimento de combustível.

Abstract

In the new energy auctions over the past three years in Brazil, only 6% of the contracted energy came from gas fired power plants. Although the expansion of the generation based on renewable sources brings several benefits to the system, natural gas thermal plants have important attributes for the security of the energy supply, which are not present in the ^{renewable} sources prevailing in the Brazilian system and are needed under the perspective of the supply situation for the coming years. An obstacle to the insertion of natural gas plants in the Brazilian market is the conflict of economic interests among thermal generators and gas suppliers. For the electricity sector, the economic optimal point is to purchase natural gas only when the power plant is called to dispatch by the ONS, which allows to meet the contract at a lower cost

¹ Doutor, Engenheiro Eletricista – PSR

² Engenheiro Eletricista – PSR

³ Mestre, Engenheiro Eletricista – PSR

⁴ Doutor, Matemático – PSR

than the natural gas cost during good hydrology periods. For the gas sector, since the investment on infrastructure for exploration, production and transportation of gas is based primarily on fixed costs, Take or Pay (ToP) clauses are imposed on the supply contracts, resulting in a minimum generation of the power plant, and capacity payment. These clauses convert variable costs, priced by their expected values in the COP figure of the ICB, into fixed costs, priced directly in the Fixed Revenue of the ICB and may penalize the competitiveness of thermal power projects in the auctions. In this sense, under the constraints defined for participation in the auctions, there are different price combinations of the commodity, ToP level and capacity payment or Ship or Pay (SoP) that result in the expected remuneration for the natural gas supplier. However, these combinations have different impacts on the figures that make up the ICB, resulting at the end of the day in a cost allocation trade-off among fixed or variable costs of this index. The objective of this paper is to present a mathematical model that maximizes the competitiveness of a gas fired power plant in a new energy auction from the optimization of the parameters of the Gas Supply Agreement (GSA). The model optimizes the commodity price, ToP level and capacity payment in order to minimize the ICB value, securing the necessary remuneration for the gas supplier. The main contributions of this work are: (i) seek alternatives to the existing dichotomy between the electricity and the gas sector; (ii) discuss through quantitative analyzes the risk allocation among the agents involved, i.e. the natural gas supplier, the generator and the final consumer; and (iii) propose a contracting mechanism in order to reduce the risk premium related to the fuel supply flexibility.

1. Introdução

Desde o início do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro (2004) aproximadamente 29 mil MW médios de novas usinas foram contratadas nos leilões de energia nova. Deste total, 11 mil MW médios (38%) provém de fontes não renováveis (carvão, óleo diesel, óleo combustível, cogeração e gás natural), sendo que apenas 14% da energia nova contratada correspondem a gás natural. Se considerarmos a contratação de energia nova nos últimos 3 anos, a participação do gás natural é ainda menor - apenas 6% da oferta contratada. É claro que uma expansão da nova capacidade baseada em fontes renováveis é louvável. No entanto, as termelétricas a gás natural possuem atributos importantes para uma expansão do parque gerador com objetivo de redução de custos e segurança de suprimento, que atualmente não são precificados corretamente e/ou considerados nos leilões de energia nova. São eles: (i) despachabilidade (a usina termelétrica pode produzir energia quando o ONS considerar necessário), enquanto a produção das fontes renováveis é não controlável; (ii) maior facilidade para localização próxima ao centro de carga; e (iii) confiabilidade elétrica (cumprimento das linhas e contingências regionais) e qualidade do fornecimento, em função da localização. Estes atributos são ainda mais importantes no longo prazo em um ambiente com grande penetração de energia eólica e sem expansão da capacidade de regularização do sistema devido ao desenvolvimento de hidrelétricas a fio d'água. No entanto, mesmo que todos estes atributos sejam adequadamente considerados na sistemática dos leilões de energia nova, é possível que as termelétricas a gás natural ainda assim não sejam competitivas devido ao preço do gás natural. A razão é uma dicotomia existente entre os setores de gás natural e energia elétrica: enquanto, pela ótica do gerador térmico, quanto maior a flexibilidade operativa maior a competitividade nos leilões; o produtor de gás natural prefere contratos inflexíveis para garantir a remuneração dos custos fixos de exploração e produção (E&P) (BARROSO et al, 2008).

Adicionalmente, o atual marco regulatório de gás não responde com firmeza a todas as questões fundamentais para garantir o adequado desenvolvimento do setor elétrico no Brasil. Por exemplo, a Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 21/2008, que trata da habilitação de usinas para leilões de energia nova, e a Resolução nº 52 da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), exigem: (i) exigência de comprovação de reservas para respaldar projetos candidatos, e não os projetos vencedores do leilão; e (ii) necessidade comprovação de lastro de gás natural para os 15 anos de contrato e considerando o despacho na base. Esta exigência praticamente inviabiliza a participação das termelétricas nos leilões de energia nova e a ausência da penetração de termelétricas no setor elétrico inibe a criação de uma demanda importante para a indústria de gás desenvolver comercialmente novos campos de produção. Este cenário torna necessária a construção de um posicionamento do setor elétrico brasileiro, uma visão comum que seja capaz de influenciar o mercado de gás no Brasil. Uma proposta para equacionar a questão da comprovação das reservas é apresentada em (AVILA et al, 2012).

Em resumo, existem três principais fatores e constatações que caracterizam a situação atual no mercado de gás e que necessitam de atuação pelos agentes do setor elétrico: (i) baixa contratação de termelétricas a gás natural nos leilões de energia nova; (ii) condições comerciais do gás natural não competitivas para as termelétricas; e (iii) lacunas regulatórias que impedem o desenvolvimento do mercado de termelétricas a gás natural. Neste sentido, o modelo matemático apresentado neste trabalho tem como objetivo avaliar o benefício das termelétricas em diferentes óticas através da otimização das condições comerciais de fornecimento de gás para o setor elétrico, considerando as características e interdependências dos setores de eletricidade e gás natural. O modelo recebe como dados de entrada parâmetros referentes à usina (potência, custos fixos, etc) e ao supridor de gás natural (custo unitário de gás e margem de lucro mínima do supridor de gás natural). A otimização do ICB considera a aversão ao risco do gerador e do supridor de gás natural através de uma restrição de CVaR no fluxo de caixa dos agentes. O problema possui as seguintes não-linearidades: o cálculo da garantia física (determinado pela portaria MME 258/2008), a relação entre o despacho da usina e a remuneração do supridor e o cálculo do ICB (BARROSO et al, 2011). Dado o reduzido número de variáveis de decisão, a solução deste problema pode ser encontrada de forma iterativa por inspeção.

O desenvolvimento de uma estratégia de oferta nos leilões de energia nova para otimização o ICB foi apresentado em (BEZERRA et al, 2010), sob a ótica de um gerador termelétrico bicomustível. A novidade do presente trabalho está na obtenção dos parâmetros do contrato de suprimento de gás natural que permitam minimizar o ICB do gerador, sujeito às restrições de receita mínima do supridor ajustada ao risco. O trabalho está organizado da seguinte forma: a Seção 2 discute a dicotomia entre os setores de gás e eletricidade; a Seção 3 apresenta o modelo matemático; a Seção 4 apresenta estudos de caso do Setor Elétrico Brasileiro para representar a lógica econômica de diferentes tipos de supridor de gás, tais como um importador de GNL e um supridor de gás natural com gás não-associado; a Seção 5 discute a alocação de riscos entre os agentes dos setores de gás e eletricidade e a Seção 6 conclui. O trabalho é resultado de um projeto de P&D da ANEEL coordenado pela EPASA e tendo como cooperadas empresas associadas da APINE, finalizado em 2015.

2. Dicotomia entre os setores de gás e eletricidade

Devido à grande participação hidrelétrica, o Setor Elétrico Brasileiro possui restrição em energia e não em potência: térmicas garantem segurança de suprimento nos períodos secos e há uma alta volatilidade no despacho das usinas. Como resultado, as termelétricas a gás natural totalmente flexíveis, e com contratos financeiros de venda de energia, podem economizar combustível nos períodos úmidos, através da compra de energia no mercado de curto prazo ao PLD, que por definição é menor que seu custo variável unitário (CVU). Nos casos dos contratos por disponibilidade, como visto anteriormente, o consumidor fica com este benefício. A figura a seguir apresenta o histórico de PLD do Sudeste desde janeiro de 2000. De maneira simplificada, uma termelétrica a gás natural totalmente flexível, com CVU de 100 R\$/MWh, teria despachado durante 26% do tempo no período jan-2000 a dez-2011 e 34% do tempo no período jan-2000 a out-2013. Nos períodos onde a termelétrica não estaria despachando, o consumidor com contrato por disponibilidade seria beneficiado com a compra de PLD, que é menor que o CVU.

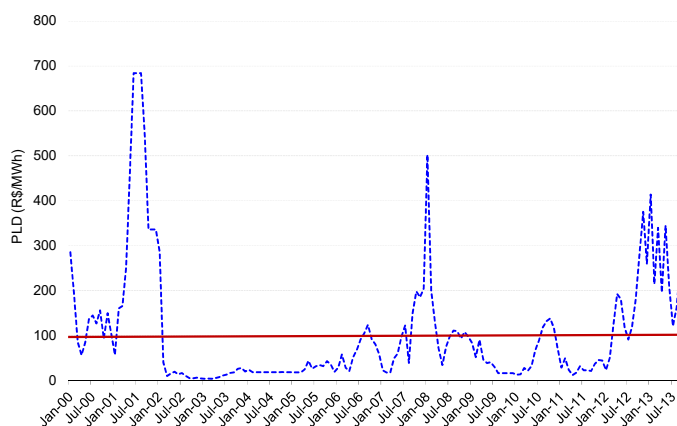


Figura 1 – Histórico do PLD Sudeste de 2000 a 2013

Conclui-se, portanto, que, sob a ótica do setor elétrico, a flexibilidade de despacho é boa para a usina e para o sistema. Esta flexibilidade é valorizada no cálculo do ICB das termelétricas contratadas por disponibilidade. Por outro lado, a flexibilidade operativa das termelétricas não exige o produtor de gás de garantir suprimento de combustível firme, sendo penalizado no caso de falhas na entrega do insumo, e de reservar capacidade de produção de gás e capacidade de transporte nos gasodutos para o consumo termelétrico mesmo quando as térmicas não são despachadas (BARROSO et al, 2008). Em outras palavras, mesmo que uma termelétrica despache apenas 25% do tempo, o produtor de gás natural deve reservar capacidade de transporte nos gasodutos, capacidade de regaseificação nos terminais de GNL e capacidade de processamento nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) para o despacho de 100% da capacidade. Adicionalmente, como discutido no capítulo anterior, o produtor de gás natural deve comprovar reservas de gás natural para o despacho na base.

Acontece que a infraestrutura de investimento na exploração, produção e transporte do gás natural está baseada principalmente em custos fixos. Ou seja, os preços de gás natural, tradicionalmente expressos em R\$/MMBTU (ou R\$/m3), são calculados com o objetivo de remunerar custos fixos a partir de uma expectativa de consumo. Como não é econômico construir uma infraestrutura de gasoduto com 75% da capacidade ociosa grande parte do tempo, esta flexibilidade operativa do setor elétrico não é ótima sob a ótica do setor de gás natural. Para satisfazer as necessidades de remuneração dos custos fixos, o setor de gás natural acaba impondo cláusulas de Take or Pay (ToP) e Ship or Pay (SoP) nos contratos de suprimento de gás natural. Por exemplo, os contratos de gás oferecidos pela Petrobras para o Programa Prioritário Termelétrico (PPT) possuem cláusulas de (ToP) mensais de 56% e anuais de 70%. As cláusulas de SoP eram de 95%. Estas cláusulas transformam custos variáveis, que são precificados pelos seus valores esperados na parcela do COP do ICB, em custos fixos, que são precificados diretamente na Receita Fixa do ICB. Como consequência, para um mesmo preço do gás, verifica-se que o aumento da inflexibilidade acarreta em perda de competitividade da usina termelétrica no leilão, isto é, em aumento do ICB.

Este trade-off entre custos fixos e custos variáveis pode ser estimado a partir do cálculo do ICB de uma térmica típica (considerando dados de projeto e da TIR requerida para o acionista no setor elétrico) para diversos pares de ToP e preço “nível de inflexibilidade x preço do gás”. Como existem diversas combinações de ToP e preço de gás natural que levam ao mesmo ICB nos leilões, é possível calcular uma de ICB constante, denominada “Iso-ICB”. Através dessas curvas é possível visualizar diretamente os impactos das variações na inflexibilidade e/ou preço do gás na competitividade do projeto. A figura a seguir apresenta a curva Iso-ICB resultante. Para cada combinação de ToP calculou-se a garantia física, COP, CEC e a receita fixa necessária para remunerar o investimento a uma TIR de 12% em termos reais para o acionista. Os parâmetros de COP, CEC e GF não foram calculados considerando a metodologia CVaR.

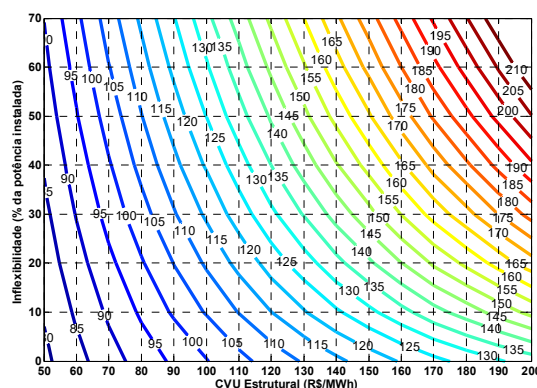


Figura 2 – ICB em função do CVU e do ToP

Considere que uma termelétrica precisa de um ICB de 130 R\$/MWh para ser competitiva nos leilões de energia nova. Observa-se na figura que uma térmica totalmente flexível seria competitiva se o seu CVU não ultrapassar 190 R\$/MWh. Este CVU equivale aproximadamente a um preço de gás natural entregue na usina (sem impostos) de 10 US\$/MMBTU. Se considerarmos que a termelétrica teria um fator de despacho (FD) da ordem de 25%, a renda esperada bruta do produtor de gás natural pode ser obtida pela seguinte fórmula:

$$\text{Renda esperada} = \text{ToP} * \text{preço} + \text{FD} * (1 - \text{ToP}) * \text{preço} = 0\% * 10 + 25\% * 10 = 2,5 \text{ US$/MMBTU}$$

Considere agora que o produtor de gás natural necessita de uma renda bruta esperada de 6 US\$/MMBTU. Por simplificação, vamos considerar que o fator de despacho não varia em função do CVU. Mantendo a termelétrica totalmente flexível, o preço de gás natural para garantir a remuneração do produtor seria obtido pela seguinte fórmula:

$$\text{preço} = \frac{\text{Renda esperada}}{\text{ToP} + \text{FD} * (1 - \text{ToP})} = \frac{6}{0 + 25\% * (1 - 0)} = 24 \text{ US$/MMBTU}$$

Este preço de gás natural resultaria em um CVU estrutural da ordem de 420 R\$/MWh. É fácil perceber que este preço de gás natural seria inviável pela ótica do setor elétrico. Uma alternativa então seria impor ao gerador termelétrico uma cláusula de 50% de ToP. Com isso o preço do gás natural seria:

$$\text{preço} = \frac{\text{Renda esperada}}{\text{ToP} + \text{FD} * (1 - \text{ToP})} = \frac{6}{50\% + 25\% * (1 - 50\%)} = 10 \text{ US$/MMBTU}$$

Com este novo preço de 10 US\$/MMBTU e ToP de 50%, o CVU seria 190 R\$/MWh e o ICB da usina seria 195 R\$/MWh, o que tornaria o empreendimento 50% mais caro que a alternativa flexível. Para que o ICB seja reduzido para 130 R\$/MWh, seria necessário que a renda esperada do produtor de gás natural reduzisse de 6 para 3 US\$/MMBTU. Cabe ressaltar que esta é uma análise bastante simplificada, uma vez que o fator de despacho da usina é função do preço de gás natural e que existem também componentes de custo variável para o produtor de gás natural.

Em resumo, observa-se que existe uma dicotomia entre os objetivos do setor elétrico (gás natural flexível para aproveitar o custo de oportunidade do preço spot baixo em cenários hidrológicos favoráveis) e os objetivos do setor de gás natural (cláusulas de ToP para remunerar os investimentos fixos de E&P). Existem diferentes combinações de preços de commodity, nível de inflexibilidade de pagamento fixo que garantem a remuneração requerida pelo fornecedor de gás natural, porém com impactos distintos no ICB.

3. Modelo proposto

3.1. Formulação do Problema

Seja um fluxo de caixa incerto X , realizado entre um instante inicial (t_0) e um instante final (t_n) e parametrizado em função de variáveis aleatórias s . Definimos uma função de risco \emptyset aplicada sobre este fluxo de caixa que retorna o equivalente certo do mesmo, e introduzimos a seguinte notação simplificada para esta função:

$$\phi_{t=t_0}^{t_n}(X(t)) = \phi(\{X(t_0)\}_s, \{X(t_1)\}_s, \dots, \{X(t_n)\}_s)$$

O agente cuja função de risco é \emptyset , é indiferente entre (i) o fluxo de caixa $X(t)$; e (ii) um custo nivelado fixo igual a $\phi_{t=t_0}^{t_n}(X(t))$ aplicado a todos os períodos de t_0 até t_n . Apresenta-se a seguir a proposta de formulação do que seria o objetivo do ofertante térmico no leilão de energia nova, participando com um projeto a gás natural:

$$Z = \text{Min } I \quad (1)$$

s.a.

$$R^f = R^c + R^l \quad (1a)$$

$$R^c = \frac{1}{T} \sum_t \underline{g} c^d \quad (1b)$$

$$R^l = \phi_{t=0}^T(R^l + g_{s,t}^o(c^r - c^d) + K) \quad (1c)$$

$$E = \tilde{F}(c^d; \underline{g}) \quad (1d)$$

$$M = \frac{1}{SJ} \sum_s \sum_j (g_{s,j}^p - \underline{g}) c^d \quad (1e)$$

$$N = \frac{1}{SJ} \sum_s \sum_j (E - g_{s,j}^p) \pi_{s,j} \quad (1f)$$

$$I = \frac{R^f + M + N}{E} \quad (1g)$$

$$c^r = \rho P + c^l \quad (1h)$$

$$P = \tilde{G}(K; \underline{g}) \quad (1i)$$

$$g_{s,j}^p(c^d; \underline{g}) \geq \underline{g}, j = 1, \dots, J, s = 1, \dots, S \quad (1j)$$

$$g_{s,t}^o(c^d; \underline{g}) \geq \underline{g}, t = 1, \dots, T, s = 1, \dots, S \quad (1k)$$

$$c^d \leq \overline{c^d} \quad (1l)$$

$$\underline{g} \leq \overline{g} \quad (1m)$$

Onde:

I	ICB do empreendimento (R\$/MWh)
R^f	Receita Fixa anual total (R\$/mês)
R^c	Receita Fixa anual relacionada ao combustível (R\$/mês)
R^l	Receita Fixa relacionada a outros custos (R\$/mês)
R^l	Receita mínima requerida para remunerar o investimento (R\$/mês)
c^d	Custo Variável Unitário declarado no leilão (R\$/MWh)
c^r	Custo Variável Unitário real do empreendimento (R\$/MWh)
c^l	Custo Variável Unitário de O&M (R\$/MWh)
\underline{g}	Geração mínima da usina devido ao ToP (MWh)
$g_{s,t}^o$	Geração da usina no cenário s e estágio t sob a ótica da operação (MWh)
$g_{s,j}^p$	Geração da usina no cenário s e estágio j sob a ótica do planejamento (MWh)
$\pi_{s,j}$	Preço spot da energia no cenário s e estágio j sob a ótica do planejamento (R\$/MWh)
E	Garantia Física da Usina (MWh)
M	COP da usina (R\$/mês)

N	CEC da usina (R\$/mês)
P	Preço unitário do gás natural (R\$/MMBTU)
K	Pagamento fixo pelo gás natural (R\$/mês)
ρ	Fator que engloba eficiência da usina, consumo interno, perdas, impostos, encargos e margem da distribuidora (MMBTU/MWh)
$\tilde{G}()$	Função que calcula o preço do gás em função de \underline{g} e K
$\tilde{F}()$	Função que calcula a garantia física em função de \underline{g} e c^d
$\emptyset()$	Medida de risco x retorno associada ao investidor como função da receita fixa
S	Número de cenários hidrológicos
T	Número de estágios da simulação do despacho da usina sob a ótica da operação
J	Número de estágios da simulação do despacho da usina sob a ótica do planejamento
$\overline{c^d}$	Limite de CVU no leilão (R\$/MWh)
$\underline{\overline{g}}$	Limite de geração mínima no leilão (MWh)

Os cenários de despacho da usina sob a ótica da operação $g_{s,t}^o$ são produzidos a partir da simulação do sistema considerando o cenário de expansão (simulação dinâmica) e todos os procedimentos operativos em vigor (CVaR, curva de custo de déficit com 4 segmentos, etc.) (DINIZ et al, 2012) (MATOS et al, 2012) (COSTA et al, 2009). Já os cenários de despacho sob a ótica do planejamento $g_{s,j}^p$ vêm da simulação estática do sistema, considerando critério de igualdade entre CMO e CME, e custo de déficit com 1 segmento, ou seja, a simulação considerada para o cálculo da GF, COP e CEC (AVILA et al 2013).

As variáveis de decisão do problema acima são c^d , P , K e \underline{g} . O montante a ser adicionado/subtraído à receita fixa depende da aversão ao risco do investidor, definida pela medida de risco $\emptyset()$. A função $\tilde{G}()$ pode ser complicada de ser definida pelo produtor de gás natural, uma vez que seus parâmetros dependem do despacho da usina, que por sua vez depende do preço do gás natural. Apresenta-se a seguir uma proposta de formulação alternativa para a restrição (1i), levando em consideração a remuneração mínima requerida pelo produtor de gás natural:

$$\theta_{t=0}^T \left((P - c^g) \rho g_{s,t}^o + K \right) \geq R^g \quad (2)$$

Onde:

c^g Custo variável da produção ou comercialização de gás natural (R\$/MMBTU)

R^g Receita mínima requerida pelo produtor/comercializador de gás natural (R\$/mês)

$\theta()$ Medida de risco x retorno associada ao produtor com função da receita do GN A restrição (2) define as variáveis P , K e \underline{g} que garantem a remuneração mínima R^g requerida pelo produtor/comercializador de gás considerando sua aversão ao risco, definida pela medida de risco $\theta()$. A variável \underline{g} é definida indiretamente através de seu impacto no despacho da usina $g_{s,t}^o$.

Esta restrição modela a receita de: (i) produtores de gás natural localizados em um mercado sem custo de oportunidade (e.g. campo de gás natural na Bacia do Parnaíba); (ii) produtores localizados em áreas onde há combustível substituto (e existe um mercado interruptível ou um custo de oportunidade para o produtor de gás natural); (iii) comercializadores de gás natural; e (iv) importadores de GNL. A diferença está na definição das constantes c^g e R^g , conforme a seguir:

- Produtores de gás natural isolados: c^g representa o custo variável de produção de gás natural (valor que tende a ser pequeno quando comparado ao custo de investimento) e R^g representa a receita mínima necessária para remunerar a atividade de E&P.
- Produtores com mercado interruptível: c^g representa o custo do combustível substituto e R^g a margem necessária para interromper um consumidor de outro segmento ou o custo de oportunidade de reduzir a venda do combustível alternativo.
- Comercializadores: c^g representa o preço do gás natural no mercado e R^g a margem mínima de comercialização.
- Importadores de GNL: c^g representa o preço do GNL no mercado internacional e R^g representa a receita mínima necessária para remunerar o terminal de regaseificação.

As medidas de risco $\theta(\cdot)$ e $\emptyset(\cdot)$ implementadas no modelo, associadas ao produtor de gás natural e ao investidor, respectivamente, são:

$$\theta(\cdot) = E[VP((P - c^g)\rho g^o + K)](1 - \lambda) + CVaR_{\alpha\%}[VP((P - c^g)\rho g^o + K)]\lambda$$

$$\emptyset(\cdot) = E[VP(R^I + g^o(c^r - c^d) + K)](1 - \lambda) + CVaR_{\alpha\%}[VP(R^I + g^o(c^r - c^d) + K)]\lambda$$

Onde:

- VP Função que calcula o valor presente líquido
- $E[\cdot]$ Operador de valor esperado
- $CVaR_{\alpha\%}[\cdot]$ Operador que calcula o valor esperado condicional para o nível $\alpha\%$ de confiabilidade
- $\alpha\%$ Nível de confiabilidade considerando o lado esquerdo da distribuição de probabilidade de receitas e o lado direito da distribuição de probabilidade de despesas
- λ Ponderação para a combinação convexa entre valor esperado e CVaR.

3.2. Método de Solução

O problema (1) possui como não-linearidades: (i) o cálculo da garantia física, determinado pela portaria MME 258/2008 e definido pela função $\tilde{F}(\cdot)$ no problema; (ii) a relação entre os despachos $g_{s,j}^p$ e $g_{s,t}^o$ e o custo declarado c^d ; (iii) o cálculo do ICB; e, possivelmente (iv) a função $\tilde{G}(\cdot)$ que calcula o preço do gás natural (fornecida pelo produtor de gás). Tendo em vista o reduzido número de variáveis de decisão, a solução deste problema pode ser dada de forma iterativa por inspeção nestas variáveis. O problema (1) é resolvido $I \times L \times M \times N$ vezes. Cada problema pode ser resolvido de maneira mais rápida através do pré-processamento do cálculo da GF, COP e CEC para cada par (c_i^d, P_i) . A solução ótima $Z_{i,l,m,n}^*$ possui como resultados $c_{i,l}^d, P_{i,l}, K_{m,n}, g_{n}^*$.

4. Estudos de Caso

4.1. Caso 1: Gás do Pré-Sal – Agentes Aversos ao Risco

A infraestrutura de gás natural do pré-sal é constituída em sua grande maioria de custos fixos, referentes aos investimentos para exploração e produção e para a construção dos gasodutos. Os custos variáveis são relativamente baixos. As seguintes premissas são consideradas para este caso: (i) Remuneração do investimento da UTE = 50 R\$/MWh¹; (ii) Taxa de câmbio = 2,8 R\$/US\$; (iii) Custo Fixo Gás do Natural = 7,2 US\$/MMBTU; e (iv) Custo Variável do Gás Natural = 0,5 US\$/MMBTU. A tabela e o gráfico abaixo apresentam os resultados obtidos.

Tabela 1. Resultado da Otimização - Caso 1

	GN Pré-sal	Unidade
Molécula	1.8	US\$/MMBTU
Pgto. Fixo	6.1	US\$/MMBTU
ToP	80%	% potência
RF outros	50.0	R\$/MWh
RF comb.	191.1	R\$/MWh
COP	5.0	R\$/MWh
CEC	1.1	R\$/MWh
ICB	247.2	R\$/MWh

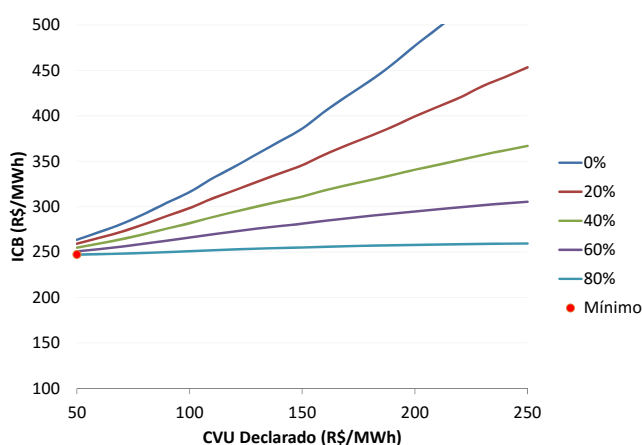


Figura 3 – Resultado da Inspeção - Caso 1

Observa-se que o ótimo para um gerador que possui suprimento de gás natural proveniente do pré-sal é firmar contrato com ToP de 80%. Reduzindo este nível de ToP para 40%, o pagamento fixo aumenta para 6,5 US\$/MMBTU e o ICB para 255 R\$/MWh. Uma termelétrica totalmente flexível necessita de pagamento fixo de 7,2 US\$/MMBTU, com ICB aumentando para 264 R\$/MWh.

¹ MWh referentes a GF igual a 100% da potência disponível. Considera custo de investimento de 950 USD/kW.inst.

4.2. Caso 2: Gás do Pré-Sal – Agentes Neutros ao Risco

A simulação abaixo utiliza as mesmas premissas do caso anterior e apresenta o impacto da aversão ao risco.

Tabela 2. Resultado da Otimização - Caso 2

	Averso	Neutro	Unidade
Molécula	1.8	2.6	US\$/MMBTU
Pgto. Fixo	6.1	5.1	US\$/MMBTU
ToP	80%	80%	% potência
RF outros	50.0	50.0	R\$/MWh
RF comb.	191.1	187.1	R\$/MWh
COP	5.0	6.3	R\$/MWh
CEC	1.1	1.7	R\$/MWh
ICB	247.2	245.1	R\$/MWh

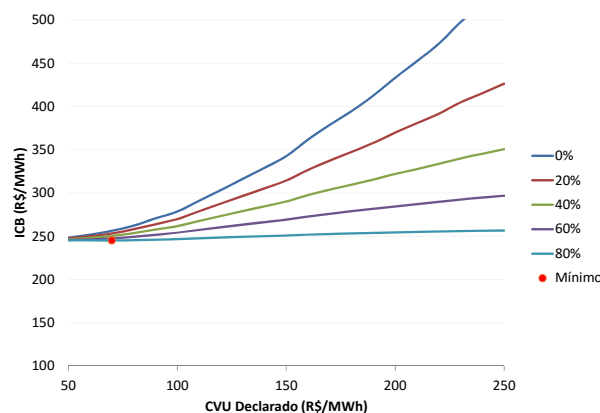


Figura 4 – Resultado da Inspeção - Caso 2

Observa-se resultados similares no ponto ótimo (redução de apenas 2 R\$/MWh no ICB em relação ao caso avesso ao risco), porém grande impacto nas opções mais flexíveis. Como exemplo, para ToP 40%, o ICB cai de 255 R\$/MWh para 246 R\$/MWh e para ToP 0% e CVU de 100 R\$/MWh, o ICB cai de 316 R\$/MWh para 272 R\$/MWh. Ou seja, no caso do pré-sal, independentemente do nível de aversão ao risco, o ótimo é possui nível de ToP elevado.

4.3. Caso 3: GNL – Agentes Aversos ao Risco

O suprimento do gás natural através de importação de GNL é caracterizado por uma baixa necessidade de remuneração fixa, sendo no limite apenas o custo de remuneração do terminal de regaseificação, e elevado custo variável, representando o custo de importação do insumo. As seguintes premissas são consideradas para este caso: (i) Remuneração do investimento da UTE = 50 R\$/MWh; (ii) Taxa de câmbio = 2,8 R\$/US\$; (iii) Custo Fixo Gás do Natural = 0,7 US\$/MMBTU; e (iv) Custo Variável do Gás Natural = 13,0 US\$/MMBTU. Esta análise não considerou o custo por desvio da carga de GNL, também conhecido como *cancellation fee*. A tabela e o gráfico abaixo apresentam os resultados obtidos.

Tabela 3. Resultado da Otimização - Caso 3

	GNL	Unidade
Molécula	9.9	US\$/MMBTU
Pgto. Fixo	2.9	US\$/MMBTU
ToP	0%	% pot. Inst.
GF	46%	% pot. Disp.
RF outros	109.5	R\$/MWh
RF comb.	155.5	R\$/MWh
COP	72.8	R\$/MWh
CEC	11.4	R\$/MWh
ICB	349.2	R\$/MWh

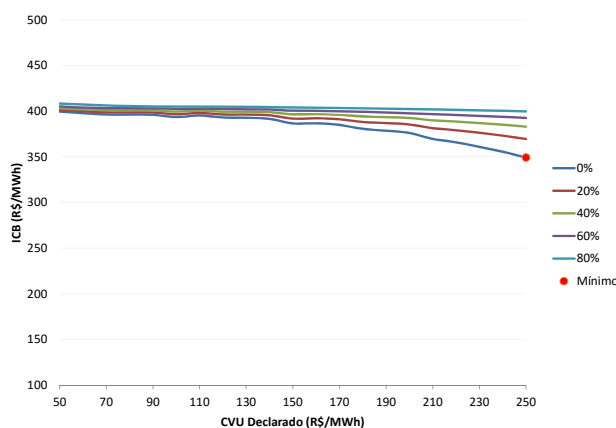


Figura 5 – Resultado da Inspeção - Caso 3

Observa-se que no caso do suprimento de gás natural a partir de GNL, o ótimo para o projeto termelétrico é ser totalmente flexível com um custo variável elevado. A molécula do gás natural não atinge 13 USD/MMBTU em função do limite do CVU, imposto no modelo como 250 R\$/MWh. Mesmo com aversão ao risco, a totalidade da diferença não é alocada ao pagamento fixo, pois no pior cenário a termelétrica despacharia 78% do tempo ao longo de 20 anos. Para custo variável de 11 USD/MMBTU, o ICB reduz para 274 R\$/MWh.

4.4. Caso 4: GNL – Agentes Neutros ao Risco

Analogamente ao estudo do gás do pré-sal, a simulação abaixo utiliza as mesmas premissas do Caso 3 e apresenta o impacto da aversão ao risco.

Tabela 4. Resultado da Otimização - Caso 4

	Avesso	Neutro	Unidade
Molécula	9.9	6.3	US\$/MMBTU
Pgto. Fixo	2.9	2.1	US\$/MMBTU
ToP	0%	0%	% pot. Inst.
GF	46%	68%	% pot. Disp.
RF outros	109.5	73.0	R\$/MWh
RF comb.	155.5	75.8	R\$/MWh
COP	72.8	63.9	R\$/MWh
CEC	11.4	7.8	R\$/MWh
ICB	349.2	220.5	R\$/MWh

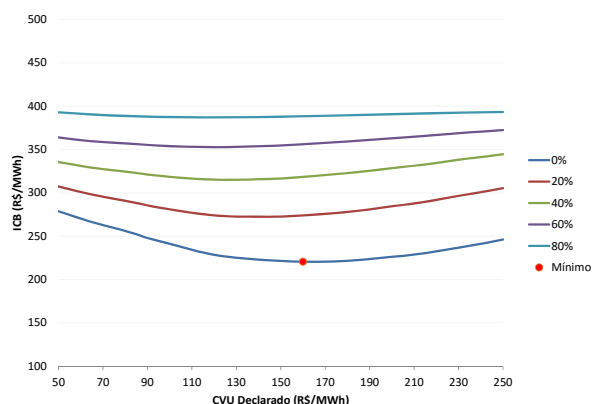


Figura 6 – Resultado da Inspeção - Caso 4

Em todos os casos a alternativa ótima é ToP 0%. Quanto menor a aversão ao risco, maior a aposta que a termelétrica não irá despachar, permitindo a oferta da molécula a um valor menor. Por exemplo, no caso neutro ao risco, o supridor de gás natural só teria prejuízo se o fator de despacho fosse maior que 21%.

5. Alocação de risco entre agentes

O estudo de caso anterior mostrou que para um agente neutro com relação ao risco o contrato de gás natural ótimo é aquele com preço da molécula de 6,3 US\$/MMBTU e um pagamento fixo de 2,1 US\$/MMBTU, garantindo assim a remuneração requerida pelo supridor de GNL em média. Esta alocação do risco do despacho termelétrico para o supridor de GNL reduziria o ICB em 37% (128 R\$/MWh), provendo grande benefício para o consumidor de energia elétrica. No entanto, existem entraves para esta alocação de risco na prática, tendo em vista a ainda baixa liquidez do mercado de GNL mundial e os grandes volumes de GNL envolvidos no suprimento de termelétricas. Por ser um agente tipicamente avesso ao risco, o supridor precifica o GNL aumentando o valor da molécula e do pagamento fixo, resultando em um prêmio de risco no ICB, dado pela diferença entre a análise neutra e avessa ao risco.

Uma alternativa retirar este prêmio de risco é transferir o risco do custo do suprimento do GNL para o consumidor através do seguinte mecanismo: (i) a termelétrica seria contratada nos leilões de energia considerando a precificação do gás natural de acordo com os parâmetros obtidos no caso neutro com relação, ou seja, preço da molécula de 6,3 US\$/MMBTU (CVU igual a 160 R\$/MWh), ToP 0% e pagamento fixo de 2,1 US\$/MMBTU; (ii) o valor do pagamento que excede o custo fixo do gás natural (0,7 US\$/MMBTU) é depositado em um fundo em nome do consumidor de energia elétrica; (iii) quando a termelétrica despacha, a diferença entre o custo variável real do GNL (13 US\$/MMBTU) e o preço da molécula é coberto pelo fundo; (iv) caso não haja dinheiro suficiente no fundo haverá aumento tarifário para cobrir a diferença. Espera-se que em média o fundo seja suficiente para cobrir os custos de importação de GNL, permitindo que o consumidor em média não precise pagar o prêmio de risco para ter acesso a energia elétrica das termelétricas flexível. Esta alternativa possui como atrativo adicional a possibilidade de contratar termelétricas para o sistema com CVU menor, o que é atrativo em um ambiente de redução da capacidade de regularização com a entrada de usinas a fio d'água e com aumento da incerteza hidrológica devido às mudanças climáticas.

Cabe ressaltar que a alternativa apresentada neste trabalho nada mais é que uma extensão do conceito de alocação de risco atual dos contratos por disponibilidade, onde o risco de despacho, que é traduzido pelo custo de combustível, assim como o risco do preço internacional do gás natural e da taxa de câmbio, são transferidos para o consumidor. A proposta é ampliar este conceito, transferindo o risco de preço da compra do GNL também para o consumidor de energia elétrica.

6. Conclusões

Apresentou-se nesse trabalho um modelo para otimizar os parâmetros de um contrato de gás natural com o objetivo de minimizar o ICB, sujeito às restrições de remuneração requerida do supridor de gás natural. O GSA ótimo para gás natural proveniente do pré-sal possui preço da molécula baixo e ToP elevado. Mostrou-se que a imposição de um limite de inflexibilidade nos leilões, que atualmente é de 50%, traz prejuízo para o consumidor final, pois a maior parcela do custo deste gás necessita ser alocada no pagamento fixo do GSA. Por outro lado, o GSA ótimo para suprimento

de GNL possui preço da molécula alto e ToP nulo, sendo os parâmetros do contrato bastante sensíveis ao perfil de risco do supridor.

O estudo de caso mostrou o prêmio de risco que o consumidor de energia elétrica paga pela flexibilidade operativa é de 128 R\$/MWh. Uma alternativa para retirar este prêmio de risco é transferir o risco do custo do suprimento do GNL para o consumidor através da criação de um fundo que seria utilizado para amortecer o custo do GNL. Espera-se que em média o fundo seja suficiente para cobrir os custos de importação de GNL, permitindo que o consumidor em média não precise pagar o prêmio de risco para ter acesso a energia elétrica das termelétricas flexível. Esta alternativa possui como atrativo adicional a possibilidade de contratar termelétricas para o sistema com CVU menor, o que é atrativo em um ambiente de redução da capacidade de regularização com a entrada de usinas a fio d'água e com aumento da incerteza hidrológica devido às mudanças climáticas. Esta alocação de risco nada mais é que uma extensão do conceito atual dos contratos por disponibilidade, transferindo para o consumidor de energia elétrica o risco de preço da compra do GNL, além dos atuais riscos de despacho, do preço internacional do gás natural e do câmbio.

7. Referências

- ANP. Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.
- ANP. Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009 (Lei do Gás).
- ANP. Resolução nº 52 da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), publicada em dia 29 de setembro de 2011.
- AVILA P., BEZERRA B., BARROSO, L.A., GRANVILLE, S., PEREIRA, M.V., ARAÚJO, V.V., DOMINGUES, D., Cálculo da Garantia Física Total do Sistema Considerando Restrições de Aversão ao Risco na Política Operativa, XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Brasília-DF, Brasil, 2013.
- AVILA P., BEZERRA B., BARROSO, L.A., ROSENBLATT, J., PEREIRA, M.V., Requisito de Lastro de Gás Natural para Viabilizar a Participação de Termelétricas nos Leilões de Energia Nova: Análise e Propostas, Rio Oil and Gas 2012 – Rio de Janeiro-RJ, Brasil, 2012.
- BARROSO, L.A., GRANVILLE, S., OLIVEIRA, G.C., THOMÉ, L.M., CAMPODÓNICO, N., LATORRE, M.L., PEREIRA, M.V.F. Stochastic Optimization of Transmission Constrained and Large Scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework. IEEE General Meeting, Volume 2, Toronto – Canada, 2003.
- BARROSO, L. A., HUDNICK, H., MOCARQUER, S., KELMAN, R., and BEZERRA, B., LNG in South America: The markets, the prices and the security of supply, in Proc. IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, 2008, pp. 1–8.
- BARROSO, L.A., FLACH, B., KELMAN R., BEZERRA, B., BINATO, S., BRESSANE, J. M., and PEREIRA, M. V., Integrated gaselectricity adequacy planning in Brazil: Technical and economic aspects, in Proc. IEEE General Meeting 2005, San Francisco, pp. 1–8.
- BARROSO, L.A., ROSENBLATT, J., BEZERRA, B., FLACH, B., PEREIRA, M. V., LINO, P., Seis Anos de Leilões de Energia Nova no Brasil: Lições Aprendidas e Sugestões de Aprimoramento, XXI SNPTEE, Florianópolis-SC, 2011.
- BEZERRA, B., BARROSO, L.A., PEREIRA, M.V. Bidding Strategies With Fuel Supply Uncertainty in Auctions of Long-Term Energy Call Options, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2010.
- BEZERRA, B., BARROSO, L.A., PONTES, J., LINO, P., GELLI, R., PEREIRA, M.V. A eficiência do ICB como indicador do resultado correto do leilão de contratos por disponibilidade. XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Recife-PE, Brasil, 2009.
- BEZERRA, B., BARROSO, L. A., KELMAN, R., FLACH, B., LATORRE, M. L., CAMPODONICO, N., and PEREIRA, V.M., Integrated electricity–gas operations planning in long-term hydroscheduling based on stochastic models, in Handbook of Power Systems I, Energy Systems. New York: Springer, 2010, pp. 149–175.
- BEZERRA, B., AVILA, P.L., BARROSO, L.A., PEREIRA, M.V. Equilíbrio entre encargos setoriais e a segurança de suprimento: energia de reserva ou POCP. XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Recife-PE, Brasil, 2011.
- COSTA JR., L.C., THOMÉ, F., BEZERRA, B., BRITTO, M., BARROSO, L.A., PEREIRA, M.V. Nível Meta: avaliação da metodologia e dos Impactos econômicos para o consumidor. XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Florianópolis-SC, Brasil, 2009.
- DINIZ, A.L., TCHEOU, M.P., MACIEIRA, M.E.P. Uma Abordagem Direta para Consideração do CVaR no Problema de Planejamento da Operação Hidrotérmica. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro-RJ, maio de 2012.
- MATOS, V.L., FINARDI, E.C., LARROYD, P.V. Uma Medida Coerente de Risco como Métrica para o Planejamento Anual da Operação Energética. XII SEPOPE, maio de 2012.