

4

Metodologia para Determinação do Preço Ótimo para Contratos Interruptíveis

4.1

Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil

4.1.1

Composição da Oferta

A oferta de gás natural no Brasil provém de duas fontes: produção interna e importação. Em se tratando da Petrobras, a produção interna advém da área de Exploração e Produção, sendo que muitos campos são projetos de parceria, e, portanto o gás é comprado dos parceiros pela Petrobras. A importação, por sua vez, pode ser agrupada em importação via duto (boliviana) e importação via GNL (gás natural liquefeito).

Independentemente do despacho termelétrico, o produtor é comprometido com o lastro contratado, isto é, caso haja necessidade do despacho, o produto deve ser disponibilizado. Como dito anteriormente, na prática esse consumo só irá ocorrer parte do tempo e embora o gás não-consumido, na ausência de despacho, possa ser armazenado e recuperado depois, esse tipo de operação pode acabar sendo extremamente custosa. Nos casos onde a produção de gás natural é um subproduto da produção de óleo este custo é ainda mais alto, pois uma interrupção na produção de gás implicaria em uma parada na produção de óleo, implicando em um alto custo de oportunidade²¹.

Comumente, a curva de produção de um determinado campo é projetada de forma a extrair o gás da maneira mais eficiente do ponto de vista econômico, dadas as premissas de custos e preços. Uma alteração dessa curva de produção com o intuito de se adaptar ao consumo termelétrico volátil quase certamente irá

²¹O custo de oportunidade é medido pela mais valiosa das alternativas rejeitadas. O custo de oportunidade de um bem equivale ao que temos que abrir mão para obtê-lo. No caso, o custo de oportunidade é representado pela receita da venda de derivados que deixa de se realizar por conta da parada.

afetar a capacidade total de extração de gás natural desse campo, um custo adicional ao diferencial de preço temporal de manter o gás guardado para posterior produção.

Uma alternativa seria o armazenamento em cavernas e campos já depletados, mas no momento essa ainda não é uma opção no Brasil. Há apenas estudos, portanto não é possível dizer se ela é economicamente interessante para as condições que temos aqui, muito menos dizer que seria mais interessante que o desenvolvimento do mercado flexível/interruptível.

No que se refere ao gás importado da Bolívia, cláusulas contratuais implicam em patamares de consumo mínimos, conhecidas como cláusulas de *take or pay* que estabelecem patamares obrigatórios de consumo para os horizontes, diário, mensal e anual.

Apesar de contratualmente haver a possibilidade de consumir abaixo do volume total do contrato (de 30MMm³/dia), esta opção não tem viabilidade política já que a Bolívia não está disposta a aceitar um nível menor para suas receitas por um período longo. Em segundo lugar, caso isso fosse possível, o GN não-consumido poderia ser permanentemente redirecionado a algum outro consumidor que o queira em tempo integral, como por exemplo, a Argentina, que é deficitária nesse combustível e vêm pleiteando mais GN há bastante tempo²²

Na prática, a única flexibilidade existente na oferta advém da compra de GNL, cujos contratos são de curto prazo, com opções de compra ou outras ferramentas contratuais que permitem uma adaptação ao consumo térmico.

No contexto desse trabalho, considerar-se-á tanto a oferta interna quando a importação da Bolívia como fontes de oferta firme, sem nenhuma flexibilidade. O objetivo desse trabalho é detalhar o processo decisório do comercializador de gás, e não do produtor, embora nesse caso eles sejam em essência o mesmo agente.²³

²² Valor Econômico do dia 09 de janeiro de 2009 veiculou notícia intitulada “Bolívia tenta vender à Argentina gás que Brasil não comprará”, onde o ministro de hidrocarbonetos boliviano dizia: “o que vamos fazer com esse gás?”, sobre a decisão brasileira de temporariamente reduzir a importação boliviana por conta do baixo despacho termoeletrico.

²³ Premissas de Preços Internos de Transferência adequadas fazem com que o comercializador incorpore em seu problema decisório os custos do produtor, tomando a decisão de comercialização correta do ponto de vista da Companhia, como será feito aqui no estudo de caso.

4.1.2

Balanço de Compra e Venda

Conforme explicitado na figura 4.1 abaixo, o problema do comercializador é equilibrar os dois lados desse balanço, sendo que o lado esquerdo representa o consumo efetivo de GN, e o lado direito representa o GN adquirido para fazer frente a esse consumo, seja como oferta firme seja como GNL.

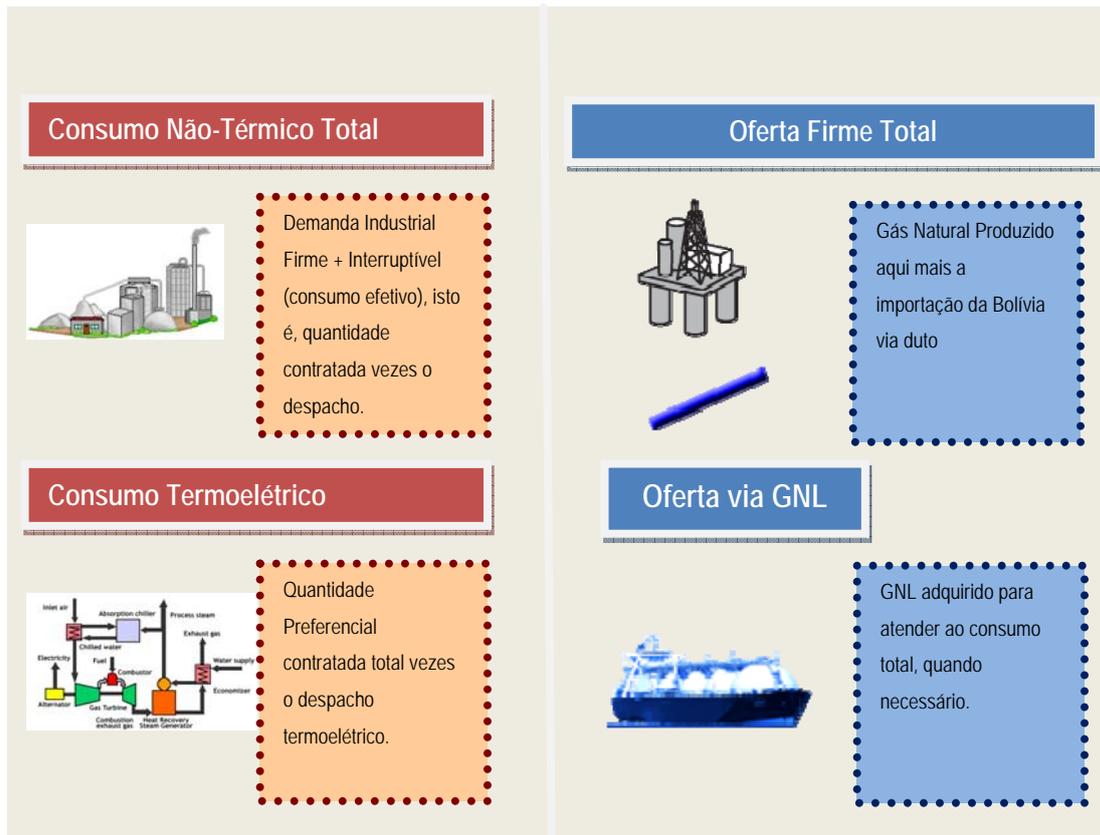


Figura 4.1 – Balanço de Compra e Venda

Na realidade, entretanto, o consumo efetivo é algo que só irá se revelar em um segundo estágio, após a realização do despacho, variável sobre a qual o comercializador não tem influência. Daí vem o problema de decisão sob incerteza, porque o decisor deverá escolher, no estágio inicial (sob incerteza), o preço ótimo de contratos interruptíveis, que em última instância irá então determinar a quantidade ótima de contratos interruptíveis a ser ofertada.

4.2

Equação de Lucro do Comercializador

4.2.1

Formação dos Custos

O custo do comercializador de gás é formado pelo custo de aquisição de GN, que por sua vez é composto do custo de aquisição de gás nacional (produção própria + parceiros) mais o custo de aquisição do gás importado firme (Bolívia). Será feita a hipótese de que toda vez que a demanda de gás for superior a oferta de gás nacional mais a importação boliviana, os déficits serão adquiridos no mercado *spot* GNL.

Podemos, portanto, representar esse custo de aquisição de GN firme mais GNL da seguinte forma:

$$C^{\text{Total}}_{t,s}(P^I) = C^F \cdot \text{GN}^F + P^{\text{GNL}}_{t,s} \cdot Q^{\text{GNL}}_{t,s}(P^I) \quad (4-1)$$

onde,

- GN^F Quantidade de contratos de GN firme adquirida (engloba a produção nacional adquirida, a importação boliviana, ou qualquer outra fonte futura de contratação, podendo inclusive ser via GNL, desde que na modalidade firme).
- C^F Custo associado a aquisição de contratos de gás firme.
- $Q^{\text{GNL}}_{t,s}$ Quantidade de GNL adquirido no mercado *spot* no período t cenário simulado s (será evidenciado na expressão a seguir que esta variável é função do preço dos contratos interruptíveis P^I).
- $P^{\text{GNL}}_{t,s}$ Preço do GNL no mercado internacional no período t , cenário²⁴ s .

A hipótese de compra do déficit de demanda no mercado GNL *spot* impõe uma expressão para a quantidade de compras neste mercado, definido acima pela variável $Q^{\text{GNL}}_{t,s}$ e está sustentada no fato de que o produtor/comercializador não é

²⁴ Como se pode assumir que os cenários hidrológicos da simulação operativa do sistema elétrico (que definem os cenários de despacho termelétricos) são estatisticamente independentes dos preços *spot* de GNL, para efeitos da simulação do lucro do produtor/comercializador um cenário de lucro pode ser definido por um par de cenários (hidrologia, preço GNL) “casados” de forma aleatória. Isso decorre do fato de que a distribuição conjunta das variáveis aleatórias hidrologia e preços do GNL são independentes e portanto, um conjunto de S cenários bivariados constituídos por ambas as variáveis pode ser criado por S sorteios independentes de cada uma delas separadamente.

capaz de vender sua produção neste mercado. Neste sentido, esta variável segue a seguinte lógica: em todo período e cenário em que houver déficit (oferta menor que demanda) a variável $Q^{GNL}_{t,s}$ assumirá o valor deste déficit, caso contrário valerá zero. Esse comportamento pode ser obtido pela função truncamento positivo da diferença entre a soma de toda a demanda (firme, interruptível e termelétrica de acordo com as expressões (2-1) a (2-3)) subtraída de toda a oferta firme (adquirida mais produzida):

$$Q^{GNL}_{t,s}(P^I) = \text{Max} \{0, [Q^{NT} - Q^I(P^I)] + Q^I(P^I) \cdot (1 - D_{ts}) + Q^{TM} \cdot D_{ts} + Q^{TFirme} - GN^F\} \quad (4-2)$$

Na expressão acima, como $Q^I(P^I)$ é função do preço interruptível, a quantidade de compras de GNL no mercado spot também será. Observe que, na medida em que Q^I aumenta, o termo $[Q^{NT} - Q^I(P^I)]$ é reduzido. Isso acontece em função da migração dos consumidores industriais da modalidade firme para a interruptível. Tal migração proporciona uma redução na demanda total de gás em função do uso compartilhado do gás na modalidade interruptível com os consumidores termelétricos (parcela variável).

Como a curva de demanda $Q^I(P^I)$ é assumida monótona decrescente, a medida que P^I decresce (e o desconto $(P^F - P^I)$ com relação ao firme aumenta) a necessidade de compra de GNL no mercado internacional diminui (nos cenários em que esta é maior que zero).

Reagrupando os termos da expressão (4-2), vemos que o déficit com relação à oferta firme, diferença entre a demanda contratada e a oferta firme $d(P^I) = [Q^{NT} - Q^I(P^I)] + Q^I(P^I) \cdot (1 - D_{ts}) + Q^{TM} \cdot D_{ts} + Q^{TFirme} - GN^F$, é não decrescente com P^I , pois $\partial d(P^I) / \partial P^I = -D_{ts} \cdot \partial Q^I(P^I) / \partial P^I \geq 0$ para todo $P^I \in [0, P^F]$, uma vez que, por hipótese, $\partial Q^I(P^I) / \partial P^I \leq 0$ e $D_{ts} \in [0, 1]$. Assim, como o $\text{Max}\{0, \cdot\}$ também é não decrescente, $Q^{GNL}_{t,s}(P^I)$ também será.

A constatação de que $Q^{GNL}_{t,s}(P^I)$ é não decrescente em todo o domínio de P^I implica em $C^{Total}_{t,s}(P^I)$ também assumir este comportamento, evidenciando o valor de se reduzir o preço do contrato interruptível que, em última análise, implica em atrair consumidores para esta classe de contratação mais flexível.

Entretanto, como pode ser bem observado, um aumento de contratos interruptíveis também gera uma redução da demanda firme, e o consumidor firme paga mais que o interruptível, por hipótese, uma vez que este tem a desvantagem de ser interrompido. Ou seja, reduz-se o risco de uma compra de GNL, mas perde-se receita com os contratos industriais. Reside aí um dos principais *trade-offs* do comercializado.

Um outro termo de interesse nessa expressão de custo é justamente o preço do GNL ($P_{t,s}^{GNL}$). Uma vez que o GNL é importado, e que o mercado brasileiro ainda não tem peso para ser um formador de preços desse combustível, o seu preço será formado no mercado internacional.

Ainda não há clareza de qual deverá ser o indexador dos contratos de GNL no futuro, mas sabe-se que provavelmente será influenciado pelos preços de gás natural no mercado norte-americano (o *Henry Hub*), pelos preços do petróleo (*Brent*), e talvez pontualmente pelos preços de GNL no mercado asiático (JCC) e pelos preços de GNL no mercado europeu (NBP). O fato é que o preço oscila conforme condicionamentos de oferta e demanda pelo combustível no cenário internacional, e conforme variações nos preços de seus substitutos diretos nos mercados de peso.

O mercado *spot* (curto prazo) de GNL no mundo ainda é bastante incipiente e não possui tanta liquidez como os mercados de óleo e derivados, por exemplo²⁵. Sendo assim, uma demanda por cargas *spot* de GNL será tanto mais cara quanto maior for o volume demandado. Como o aviso de despacho térmico ocorre com no máximo dois meses de antecedência²⁶, a compra de GNL para atendimento à essa demanda ocorre no mercado *spot*.

Os primeiros volumes demandados irão disputar com consumidores que são bi-combustíveis ou que podem facilmente, por um motivo ou por outro, substituir o GNL por outro combustível (ou até mesmo possuem outra fonte de oferta de gás), mas à medida que mais GNL é demandado pelo Brasil, as cargas passarão a ser disputadas com clientes cada vez mais inflexíveis em seus consumos, de modo que há que se pagar cada vez mais.

²⁵ O volume de GNL comercializado no mundo em 2008 foi de 643 MMm³/dia. Desses, apenas 142 MMm³/dia foram no mercado *spot*. A Petrobras, atualmente, possui capacidade de importação de 21 MMm³/dia de GNL, o que corresponde a 15% do total do mercado *spot*.

Fonte: Petrobras, área de Inteligência Competitiva do Gás e Energia.

²⁶ Para as térmicas que declararam custo de GNL nos últimos leilões apenas.

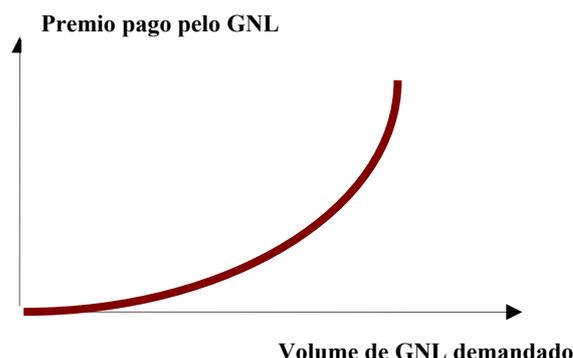


Figura 4.2 – Prêmio do GNL como Função do volume Demandado

No limite, pode ser tão caro o desvio de uma carga para atendimento do mercado no Brasil, que o comercializador opte por pagar uma penalidade ($P_{t,s}$) de desabastecimento do mercado térmico nos cenários em que o spot GNL não tenha capacidade de atender ao déficit de demanda (nesse momento essa dificuldade de atendimento será refletida em prêmios estratosféricos). O custo dessa penalidade é muito alto. Para térmicas de terceiros, há que se remunerar o gerador pela energia que ele foi obrigado a comprar para cumprir os seus compromissos de venda de energia. Se ele tiver sido obrigado a comprar energia no mercado spot de energia, então essa conta será paga pelo fornecedor de gás que descumpriu o compromisso da entrega. Para térmicas próprias, a penalidade pode ser a perda de garantia física²⁷.

A curva de preço de GNL dependente do volume negociado bem como uma multa ou penalidade pelo déficit de atendimento à demanda não foram considerados neste trabalho. Contudo, tais fatores poderiam ser facilmente incorporados no modelo aqui proposto através da soma desses termos na expressão (4-1) e de um ajuste na expressão (4-2) para contemplar a dependência do preço do GNL com o montante total adquirido.

²⁷ A quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas e termelétricas podem comercializar é a sua garantia física, conforme estabelecido na Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

4.2.2

Formação das Receitas

Conforme mencionado no capítulo 2, a receita do comercializador (apresentada a seguir – expressão (4-3)) deve ser composta pelas seguintes parcelas: (i) receita com o consumo firme, (ii) receita com o consumo interruptível e (iii) receita decorrente do consumo termoelétrico. Seguindo a notação apresentada no capítulo 2, a expressão da receita é então composta pela soma das expressões (2-1) a (2-3):

$$R_{t,s}^{\text{Total}}(P^I) = P^F \cdot [Q^{\text{NT}} - Q^I(P^I)] + P^I \cdot (1 - D_{t,s}) \cdot Q^I(P^I) + P^{\text{TM}} \cdot (Q^{\text{TM}} \cdot D_{t,s} + Q^{\text{TFirme}}) \quad (4-3)$$

Observa-se que tanto a receita oriunda da venda termoelétrica quanto aquela oriunda dos contratos interruptíveis são estocásticas e dependentes do despacho termoelétrico, mas em direções opostas. Se o despacho aumenta, a receita termoelétrica aumenta e a receita interruptível é reduzida, e vice-versa para os casos de redução do despacho.

Podemos então, identificar formalmente os efeitos que o contrato interruptível introduz na receita total do produtor.

Observa-se que a função $R_{t,s}^{\text{Total}}(P^I)$ é não decrescente com o preço do interruptível (e não crescente com a quantidade Q^I), uma vez que: $\partial R_{t,s}^{\text{Total}}(P^I) / \partial P^I \geq 0$ para todo $P^I \in [0, P^F]$.

Esta relação pode ser facilmente identificada ao realizarmos uma análise dos termos desta derivada.

Como $\partial R_{t,s}^{\text{Total}}(P^I) / \partial P^I = (1 - D_{t,s}) \cdot Q^I(P^I) + [P^I \cdot (1 - D_{t,s}) - P^F] \cdot \partial Q^I(P^I) / \partial P^I$, e por hipótese, $0 \leq P^I \leq P^F$ e a curva de demanda é não crescente, ou seja, $\partial Q^I(P^I) / \partial P^I \leq 0$, qualquer que seja o cenário de despacho, $D_{t,s} \in [0, 1]$, podemos afirmar que tanto $(1 - D_{t,s}) \cdot Q^I(P^I) \geq 0$ como $[P^I \cdot (1 - D_{t,s}) - P^F] \cdot \partial Q^I(P^I) / \partial P^I \geq 0$. Assim, para todo $P^I \in [0, P^F]$, $\partial R_{t,s}^{\text{Total}}(P^I) / \partial P^I \geq 0$.

Esta lógica corrobora o raciocínio, anteriormente introduzido, de que o benefício para o produtor/comercializador com os uso dos contratos interruptíveis

(aumento de Q^I devido a uma redução de P^I) encontra-se na redução dos custos de compra de GNL, evidenciado pela expressão (4-2). Assim, o “preço” que se paga por este benefício, ao reduzir P^I e aumentar $Q^I(P^I)$, é a diminuição da renda em todos os cenários. A seguir, ambos os efeitos serão combinados na expressão do lucro final do produtor. Desta maneira, através de uma métrica de preferência, que levará em conta este *trade-off* em todos os cenários, o produtor poderá encontrar o P^I mais adequado para o seu perfil de risco.

4.3

O Problema de otimização do Produtor/Comercializador

Juntando as expressões de custo (4-1) e de receita (4-3), pode-se escrever a expressão de lucro como função do preço dos contratos interruptíveis:

$$L_{t,s}(P^I) = R^{\text{Total}}_{t,s}(P^I) - C^{\text{Total}}_{t,s}(P^I) \quad (4-4)$$

Observa-se que o lucro, por conta das incertezas contidas no preço do GNL e no despacho, será estocástico, de modo que o comercializador deverá fazer uma escolha entre fluxos estocásticos.

Um fator relevante para a modelagem deste problema é a posição que o comercializador ocupa nesse mercado, já que atualmente é praticamente o único fornecedor de gás natural (com 90% da oferta interna) e a indústria de gás, por suas condições de altos custos fixos, impõe muitas barreiras à entrada de novos participantes. Mesmo com as alterações prometidas na regulação, o peso da Petrobras nesse setor impõe que ela não será uma tomadora de preços nem no curto nem no médio prazo, mas sim o agente que irá estabelecer os preços nesse mercado.

Dito isso, é natural que o problema de maximização se dê através da escolha de um preço ótimo a ser estabelecido sob o ponto de vista de um monopolista, isto é, escolhendo o preço que maximiza a métrica que melhor caracteriza a sua preferência. Desta forma, neste trabalho foi escolhido como funcional de preferência uma combinação entre o α -CVaR e o Valor Esperado do VPL (Valor Presente Líquido) dos lucros futuros ao longo do horizonte de tempo (T períodos) em que os contratos analisados estarão em vigência.

Conforme discutido no capítulo 3, o CVaR possui uma série de virtudes teóricas e práticas que impulsionaram o seu uso em aplicações financeiras. Desta forma, se o VPL traduz a preferência temporal do agente para fluxos determinísticos, ao lidarmos com fluxos estocásticos, na expressão (4-5), a componente $\lambda \cdot \text{CVaR}(\cdot)$ “representa o risco” (quantificando a média dos $(1-\alpha)100\%$ piores cenários) enquanto que a componente $(1-\lambda) \cdot E(\cdot)$ representa o resultado esperado.

O parâmetro λ torna-se então um parâmetro de aversão a risco que calibra a contribuição que cada parcela representa na preferência do agente decisor. O parâmetro α também é um parâmetro de aversão a risco, contudo o seu valor é geralmente utilizado entre 95% e 99% (neste trabalho adotado o valor de 95%).

O problema de otimização do comercializador de gás natural será definido pela seguinte expressão:

$$\text{Max}_{(P^1 \geq 0)} \lambda \cdot \text{CVaR}_\alpha \{ \text{VPL}_{K,T}[\mathbf{L}(P^1)] \} + (1-\lambda) \cdot E[\text{VPL}[\mathbf{L}(P^1)]] \quad (4-5)$$

onde,

λ é um peso que assume valores entre zero e um.

Em (4-5), uma notação compacta foi adotada para especificar a função objetivo de forma simples. Nesta, $\text{VPL}_{K,T}[\mathbf{L}(P^1)] = \sum_{t \leq T} L_t(P^1) \cdot (1+K)^{-t}$, onde K e T são, respectivamente, o custo de capital (% por período) e o número de períodos total no horizonte de avaliação dos contratos. De acordo com esta notação, $\mathbf{L}(P^1)$ é o vetor de variáveis aleatórias contendo em cada coordenada o lucro $L_t(P^1)$ de cada período t . Conforme especificados em (4-4), cada variável aleatória $L_t(P^1)$ é caracterizada por uma distribuição discreta (proveniente de uma simulação) com S cenários independentes e equiprováveis.

Assim sendo, $\text{CVaR}_\alpha \{ \text{VPL}_{K,T}[\mathbf{L}(P^1)] \}$ representa a média dos $(1-\alpha)100\%$ piores cenários de VPL do lucro que a empresa pode ter dado o preço P^1 e $E[\text{VPL}[\mathbf{L}(P^1)]]$ o valor esperado do mesmo.

O modelo reflete o fato de que o comercializador não está apenas preocupado com a maximização de seu lucro esperado (perfil neutro a risco), mas também se preocupa com o controle de sua exposição ao risco (representada pela

média dos piores cenários dada pelo α -CVaR). A inclusão do termo $CVaR_{\alpha}\{VPL_{K,T}[L(P^I)]\}$ na função objetivo visa valorar o controle de risco, através do peso λ .

Quando $\lambda = 1$, o decisor torna-se bastante avesso a risco e desta forma concentra todos os seus esforços buscando o preço do interruptível que proporcione o maior CVaR da distribuição do VPL do lucro, mesmo que para isso a média seja penalizada²⁸. Quando $\lambda = 0$, entretanto, o decisor não está preocupado com o controle de riscos, e escolhe apenas o preço que maximiza o valor esperado do VPL de sua função de lucro, mesmo que este leve a uma distribuição com alta probabilidade de perdas elevadas.

O problema de maximização irá gerar como produto o par ordenado $(P^{I*}, Q^I(P^{I*}))$, em que o P^{I*} foi o preço escolhido pelo comercializador como solução do seu problema de otimização, e $Q^I(P^{I*})$ a quantidade consumida/fornecida de contratos interruptíveis, observada na curva de demanda estimada para aquele nível de preço.

A escolha desta métrica visa ponderar, na escolha do comercializador, tanto risco quanto retorno, sem uma restrição a priori. Se, por exemplo, utiliza-se uma maximização de valor esperado do VPL com restrição de risco, estar-se-ia excluindo, por hipótese, algumas decisões que levariam a resultados fabulosos, porém com uma pequena violação da restrição de risco estabelecida. Com a ponderação dada pela métrica selecionada, tal decisão pode até vir a ser escolhida, dependendo do valor que o decisor atribuir a cada uma das parcelas, média e piores casos.

A figura abaixo ilustra de que forma se dará a escolha ótima de P^I através da métrica selecionada.

²⁸ Cabe aqui salientar o fato de que usualmente a medida de risco CVaR é definida para perdas financeiras, ou seja, o negativo do lucro, e portanto, o CVaR normalmente quantifica o valor esperado das $(1-\alpha)\%$ maiores perdas (atuando sobre o lado direito da distribuição). Contudo, neste trabalho, o CVaR foi definido como a média dos $(1-\alpha)\%$ piores (mais baixos) cenários do VPL, atuando assim sobre o lado esquerdo da distribuição.

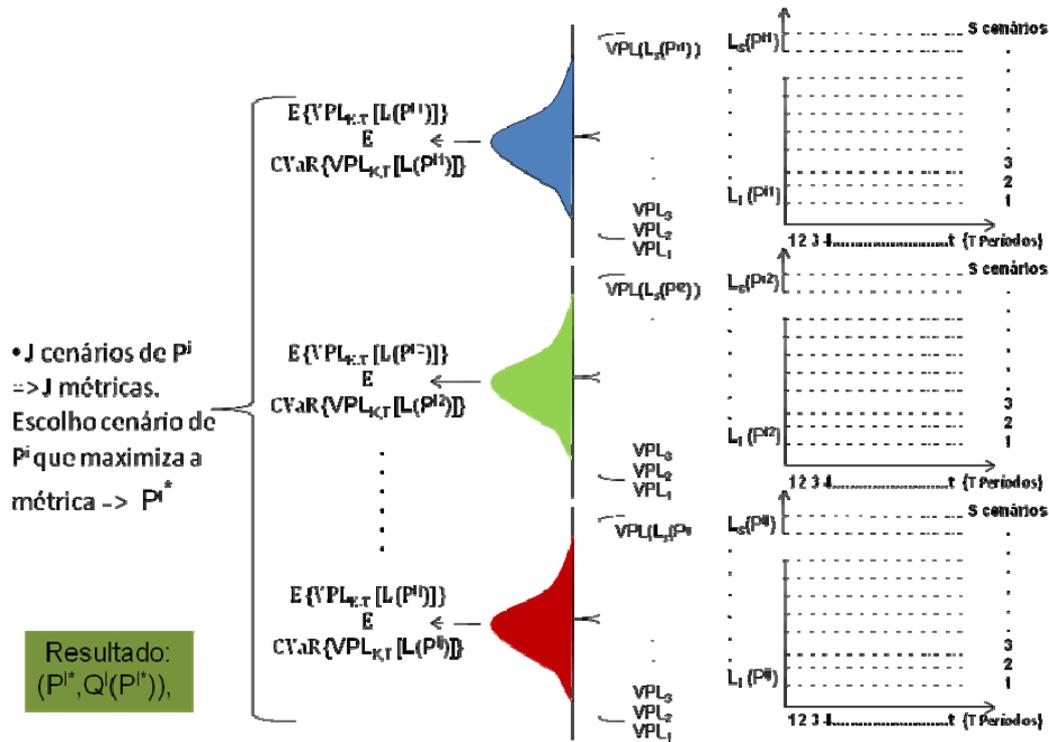


Figura 4.3 – Otimização pela escolha de P^{i*}

Em seguida será realizado um estudo de caso para o modelo apresentado neste capítulo, com premissas e números da indústria, no intuito de avaliar sua aplicabilidade de extrair informações sobre as relações entre a política ótima de preço e alguns dos principais parâmetros do modelo.