

## 5

### **Estudo de caso: Estratégia de comercialização de energia de fontes alternativas complementares (BIOMASSA e PCH)**

Este estudo de caso tem como objetivo traçar uma estratégia que maximize o equivalente certo do resultado líquido obtido na comercialização de energia proveniente de fontes alternativas complementares. As fontes consideradas neste estudo serão duas: termelétricas a biomassa, movidas a bagaço de cana de açúcar (BIO), e pequenas centrais hidroelétricas (PCH).

A justificativa para esta análise concentrar-se em um portfólio de fontes alternativas, baseia-se na lei Nº 9.427 de dezembro de 1996, Art. 26. Nesta, é estabelecido que os consumidores livres que comprarem energia proveniente de fontes alternativas, eólica, biomassa e, ou de pequenas centrais hidroelétricas terão um desconto superior a 50% em suas tarifas de distribuição, desde que a potência de cada usina contratada seja inferior a 30MW.

Neste cenário, o ambiente de contratação livre (ACL) torna-se uma potencial oportunidade de comercialização para tais fontes com preços bastante atraentes, uma vez que o desconto dado aos consumidores livres em suas tarifas de distribuição pode ser repartido entre ambas as partes.

Por outro lado, a migração para o ACL incorpora incertezas ao investimento do gerador, pois este não terá mais a oportunidade de um contrato de longo prazo para viabilizar por completo o seu investimento como ocorre no ACR. Além disso, a biomassa, que no ambiente regulado (ACR) tem a oportunidade de vender uma energia extremamente sazonal<sup>12</sup> como energia firme (recebendo um pagamento fixo através de um contrato de disponibilidade), no ACL ficaria exposta ao PLD nos períodos de indisponibilidade, pois neste ambiente os contratos negociados são, em sua maioria, por quantidade.

Dessa maneira, será analisada a viabilidade de um modelo de negócio onde uma comercializadora adquira um montante de lastro (MW médios), através de

---

<sup>12</sup>A geração de uma usina a biomassa se dá, em geral, apenas nos meses de safra, aproximadamente sete meses por ano. Uma planta de produção de álcool e açúcar, localizada na região sudeste do Brasil, apresenta um período de safra tipicamente entre os meses de maio e novembro.

contratos de disponibilidade com fontes alternativas complementares (BIO e PCH), e revende parte deste lastro contratual através de um contrato de quantidade para um consumidor livre (no ACL). Neste contexto, a comercializadora estará absorvendo completamente o risco de geração das usinas contratadas e, portanto, deve se proteger tanto na seleção das fontes (*mix* ótimo) a partir das quais obterá o seu lastro, quanto na quantidade de venda, para não se expor em cenários onde a geração das usinas contratadas seja inferior à quantidade revendida (*hedge* hidrológico).

Uma possibilidade para ambas as fontes seria, por exemplo, se contratarem no ACR através de um leilão A-5<sup>13</sup>, terminar as obras de construção em três anos e participar deste negócio através do intermédio de uma comercializadora durante os dois anos antecedentes ao início do contrato no ACR.

Seguindo esta idéia, as soluções de compra e venda no ACL, obtidas pelos modelos de utilidade esperada tradicional, de equivalente certo (proposto no item 3.3) e de maximização de renda esperada com restrições de CVaR serão empregados.

Finalmente, pode-se argumentar que este mesmo modelo pode ser utilizado para avaliar a atratividade da migração direta dos geradores para o ACL, onde um potencial investidor deverá remunerar o seu investimento em um conjunto de usinas formado por biomassas e PCH's, através de um conjunto de contratos de venda por quantidade para consumidores livres ou como autoprodução.

## 5.1

### O Portfolio Biomassa e PCH

Com base na lei N° 9.427 de dezembro de 1996, Art. 26, a expectativa de aumento dos preços de energia praticados pelos geradores de fontes alternativas no ACL, motiva o interesse pela aquisição de energia proveniente dessas fontes pelas comercializadoras que têm a oportunidade de intermediar estas transações. A vantagem que uma comercializadora tem sobre um gerador de fonte alternativa, em vender no ACL é que, devido ao formato dos contratos praticados neste

---

<sup>13</sup>O Leilão A-5 é realizado anualmente para proporcionar às distribuidoras comparem contratos de suprimento com 5 anos de antecedência para atender o crescimento das suas respectivas cargas.

ambiente, contratos por quantidade de energia, esta pode reduzir a sua exposição ao PLD compondo um portfolio de fontes sazonalmente complementares, como é o caso de uma Biomassa e uma PCH.

Uma usina a biomassa movida a bagaço de cana de açúcar somente tem disponibilidade de combustível em aproximadamente sete meses por ano, durante o período da safra (no Sudeste, de maio a novembro). Desta maneira, este gerador, se contratado por quantidade, deveria comprar no curto prazo (extremamente volátil como visto em [41][42][2][3] e representado no capítulo 9 – Anexo A) a energia referente ao lastro vendido para receber o preço firmado no contrato. Esta configuração produz um fluxo de caixa muito arriscado para o investidor que precisa remunerar seus custos fixos de operação e financiamento.

Para uma PCH, o risco de quantidade decorre da incerteza nas vazões hidrológicas durante o período de seca. Além disso, a comercializadora por exercer um papel de intermediador, geralmente possui um grande acesso e um maior poder de negociação com grandes consumidores, que pequenos grupos investidores de uma PCH.

Desta forma, ambas as fontes (BIO e PCH) têm incentivos para se contratar por disponibilidade com a comercializadora, a qual passará a ter o direito de venda sobre a geração correspondente aos lastros contratados durante um período pré-acordado (duração do contrato), em troca de um pagamento fixo por sua capacidade.

### 5.1.1

#### **Energia assegurada e lastro contratual**

Para uma usina termelétrica a biomassa, que tem um perfil de geração fixo ao longo do ano, o lastro contratual, que é o limite de contratação de uma usina com potência disponível  $Pot^{Disp}$ , em MW, é igual à sua geração média anual. Assim, como esta gera toda sua potência disponível aproximadamente sete meses do ano, o seu lastro contratual será, em MW médios,  $7/12 = 58\%$  da potência disponível.

Para uma PCH a sua energia assegurada é calculada através da média de geração da usina operada a fio d'água ao longo do histórico.

A agência nacional de energia elétrica (ANEEL) é o órgão regulador responsável pela habilitação de novos empreendimentos e pela homologação dos valores de energia assegurada das hidrelétricas e lastro físico das usinas termelétricas.

## 5.2

### Modelo de comercialização

Neste item serão discutidos os pontos fundamentais do modelo proposto de comercialização de energia elétrica no ACL, proveniente de fontes alternativas complementares. Desta maneira, buscaremos explicitar a expressão da renda líquida (receita de venda menos despesas de aquisição) decorrente desta operação, em função dos parâmetros de incerteza e das variáveis de decisão, para então, aplicar os modelos de decisão sob incerteza baseados nas medidas desenvolvidas e analisadas nesta tese.

A operação de comercialização tem como variáveis de decisão as quantidades que devem ser compradas de lastro (MW médios) de cada fonte (Biomassa e PCH). Neste sentido, a comercializadora deve formar o *mix* (portfólio) ótimo entre as duas fontes que apresentam perfis complementares de geração, conforme a Figura 5-1 exibe, e preços (em R\$/MWh-lastro) iguais a  $P^{PCH}$  e  $P^{BIO}$ .

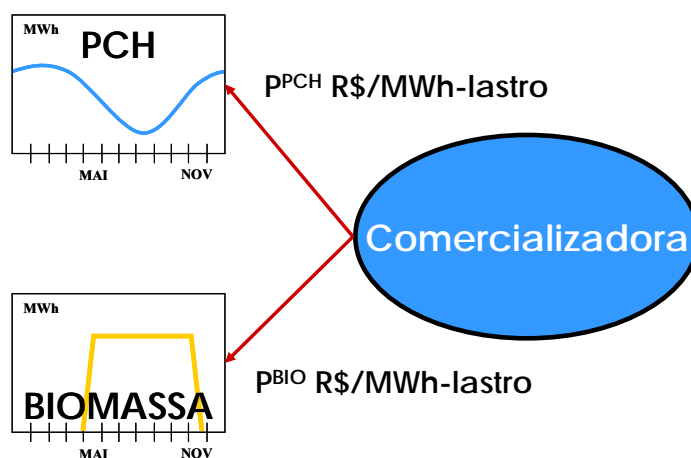


Figura 5-1 – Esquema de compra de lastro e capacidade de geração de fontes alternativas complementares por parte de uma comercializadora.

Conforme o esquema da Figura 5-2 a seguir, um dado consumidor livre deverá pagar a comercializadora um preço  $P^V$  (em R\$/MWh) por um montante  $E^V$  (igual a sua demanda requisitada, em MWh médios) de energia que será suprida através de um contrato de quantidade. Desta maneira, para cada hipótese de oportunidade de venda, constituída pelo par preço e quantidade ( $P^V$  e  $E^V$ ), a comercializadora deverá encontrar o *mix* ótimo entre ambas as fontes, que deverá totalizar uma quantidade maior ou igual ao montante  $E^V$ , dependendo do *hedge* hidrológico necessário para mitigar o risco de disponibilidade de energia em cenários de geração inferior ao lastro contratado.

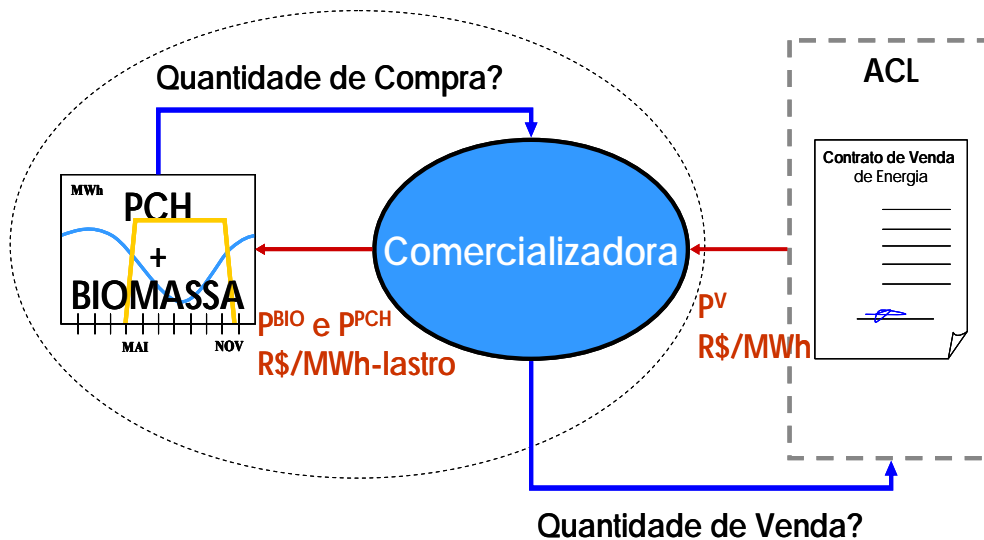


Figura 5-2 – Esquema de contratação de fontes alternativas complementares por parte de uma comercializadora para venda no ACL.

Resumindo, este modelo expressa a decisão de contratação ótima de uma comercializadora, para cada hipótese de preço de compra e venda, as quais deverão ser recalculadas sempre que algum destes preços seja alterado. Em um contexto mais amplo, este mesmo modelo poderia ser utilizado por uma comercializadora para atuar tanto em leilões de compra, como de venda (realizados pelas respectivas partes – geradores e consumidores), e em modelos de equilíbrio [23], envolvendo a interação com outros agentes, conforme estudado em [2][3] por um modelo baseado em utilidade esperada ou em diversas outras modalidades de leilões [18][52][55].

### 5.2.1

#### Aquisição de Energia

A expressão referente à despesa de contratação (compra) realizada pela comercializadora assume a seguinte forma:

$$D_t^C = P^{\text{PCH}} \cdot E^{\text{PCH}} \cdot h_t \cdot x^{\text{PCH}} + P^{\text{BIO}} \cdot E^{\text{BIO}} \cdot h_t \cdot x^{\text{BIO}} \quad (5-1)$$

Onde,

$P^{\text{PCH, BIO}}$ : são os respectivos preços, em R\$/MWh-lastro, requeridos por cada fonte.

$E^{\text{PCH, BIO}}$ : são as respectivas energias de lastro, em MWméd, disponíveis de cada fonte.

$h_t$ : é o número de horas de cada etapa  $t$ .

$x^{\text{PCH, BIO}}$ : são os respectivos percentuais de energia contratada de cada fonte que serão decididas pelo modelo.

Neste modelo,  $x^{\text{PCH}}$  e  $x^{\text{BIO}}$  são variáveis de decisão limitadas ao intervalo  $[0,1]$  e formam o vetor de decisão do primeiro estágio  $\mathbf{x} = [x^{\text{PCH}}, x^{\text{BIO}}]^T$ .

### 5.2.2

#### Venda de Energia para o ACL

A venda de energia para o ACL é tipicamente feita através de contratos de quantidade, onde, diferentemente do contrato de disponibilidade, o vendedor tem a obrigação de entregar a quantidade de energia contratada no submercado do comprador durante todo o período de vigência do contrato. Desta maneira, a comercializadora ao comprar energia por disponibilidade e revendê-la por quantidade está absorvendo todo o risco de produção dos geradores e, portanto, deve ser precificado. Para mitigar este risco pode-se atuar em duas frentes: (i) através de um sobre-preço no contrato de venda com relação ao de compra, e (ii) através da composição de um portfolio de compra que minimize o risco de produção. Em ambas as formas de “*hedge*” a comercializadora leva vantagem sobre os geradores, que individualmente não podem tirar proveito da complementaridade entre fontes e que, no caso de pequenos grupos geradores, têm menos acesso e poder de barganha com grandes consumidores.

Nesta configuração, a comercializadora está exercendo o papel de gerenciadora de risco, se beneficiando do “*spread*” de preços entre compra e venda e do efeito sinérgico de complementação entre as fontes.

Desta maneira, a renda líquida proveniente de um contrato de venda de um montante  $E^V$  (em MWh médios) a um preço  $P^V$  (em R\$/MWh) para entrega no mesmo subsistema dos geradores, apresenta a seguinte forma:

$$R_{ts}^V = P^V \cdot h_t \cdot E^V \cdot x^V + (G_{ts}^{BIO} \cdot x^{BIO} + G_{ts}^{PCH} \cdot x^{PCH} - h_t \cdot E^V \cdot x^V) \cdot \pi_{ts} \quad (5-2)$$

Onde,

$E^V$ : é a energia máxima de venda, em MWh.

$G_{ts}^{PCH, BIO}$ : são as respectivas produções por série hidrológica e por período, em MWh, referentes ao lastro ou garantia física de cada usina ( $E^{PCH, BIO}$ ).

$\pi_{ts}$ : é o preço spot por série hidrológica e por período, em R\$/MWh.

$x^V$ : é percentual de energia vendida do total demandado pelos consumidores livres.

Neste modelo,  $x^V$  também é variável de decisão e está limitada ao intervalo [0,1]. Esta variável é contemplada no modelo para dar a flexibilidade à comercializadora de não atender completamente a demanda de energia ( $E^V$ ) do consumidor, caso este negócio não atenda ao perfil de risco da comercializadora na escala total demandada.

Além disso, devemos impor algumas restrições sobre as quantidades contratadas. A primeira restrição é uma restrição de lastro contratual, a qual impõe que a energia total vendida deve ser menor ou igual à energia total comprada. Ou seja, toda energia vendida deve estar lastreada por um certificado de garantia física.

$$E^V \cdot x^V \leq E^{PCH} \cdot x^{PCH} + E^{BIO} \cdot x^{BIO} \quad (5-3)$$

No caso de uma comercializadora que não possui geração própria, este certificado é obtido através dos seus contratos de compra.

Neste trabalho vamos assumir um cenário conjuntural onde existe disponibilidade suficiente de ambas as fontes para atender à demanda  $E^V$ .

### 5.2.3

#### Expressão final da renda líquida

Em todas as abordagens analisadas neste trabalho os modelos de decisão consideram uma função de renda  $R(\mathbf{x}, \xi_{ts})$ , com dependência no vetor de variáveis de decisão ( $\mathbf{x}$  – denominadas variáveis do primeiro estágio em um problema de otimização estocástica) e no vetor aleatório ( $\xi_{ts}$ ) que caracteriza as incertezas de cada período através de seus cenários. Além disso, foi previsto um conjunto de restrições lineares do tipo  $\mathbf{G} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}$  que permitem delimitar as variáveis de decisão de primeiro estágio a uma região poliédrica.

Neste estudo de caso, modelamos o portfolio de uma comercializadora que lastreia um contrato de venda para um dado consumidor livre (inserido no ACL) através de um portfolio entre dois contratos de compra (por disponibilidade), com usinas do tipo PCH e Biomassa a bagaço de cana.

O vetor de variáveis de decisão  $\mathbf{x} = [x^{\text{BIO}}, x^{\text{PCH}}, x^{\text{V}}]^T$  é composto pelas variáveis referentes aos percentuais de compra e venda das respectivas quantidades, assumidas conhecidas,  $E^{\text{BIO}}$ ,  $E^{\text{PCH}}$  e  $E^{\text{V}}$ . O conjunto de vetores contendo os cenários multivariados que caracterizam as incertezas em cada período  $\xi_{ts} = [\pi_{ts}, G_{ts}^{\text{BIO}}, G_{ts}^{\text{PCH}}]^T$  é formado pelos respectivos cenários de preço spot, geração da PCH e geração da termelétrica a biomassa (que neste estudo será considerada como determinística, mas que em um caso geral pode conter a incerteza da safra). E por fim, a expressão da renda final  $R(\mathbf{x}, \xi_{ts})$  é dada pelo valor líquido entre a renda do contrato de venda, expressão (5-2), e a despesa total dos contratos de compra de lastro das duas fontes, expressão (11-1).

$$R(\mathbf{x}, \xi_{ts}) = R_{ts}^{\text{V}} - D_{ts}^{\text{C}} \quad (5-4)$$

$$R(\mathbf{x}, \xi_{ts}) = P^{\text{V}} \cdot h_t \cdot E^{\text{V}} \cdot x^{\text{V}} + (G_{ts}^{\text{BIO}} \cdot x^{\text{BIO}} + G_{ts}^{\text{PCH}} \cdot x^{\text{PCH}} - h_t \cdot E^{\text{V}} \cdot x^{\text{V}}) \cdot \pi_{ts} - P^{\text{PCH}} \cdot E^{\text{PCH}} \cdot h_t \cdot x^{\text{PCH}} + P^{\text{BIO}} \cdot E^{\text{BIO}} \cdot h_t \cdot x^{\text{BIO}} \quad (5-5)$$



#### 5.2.4

#### Calculo dos cenários de geração (BIO e PCH)

O procedimento utilizado para simular os cenários futuros de geração de ambas as usinas se divide em três partes:

(i) primeiramente é estimado um cenário de evolução da demanda de energia elétrica para os próximos cinco anos, utilizando como base uma hipótese de crescimento do PIB e expansão dos setores industriais;

(ii) posteriormente, um cenário de expansão da rede e da oferta de nova capacidade é ajustado conforme os resultados dos leilões de energia nova programados para cobrir a demanda requisitada pelas distribuidoras até os próximos cinco anos;

(iii) finalmente um modelo de despacho hidrotérmico, baseado na metodologia de programação dinâmica estocástica dual, é executado com o objetivo de calcular a política que minimiza o custo global do uso dos recursos hídricos e térmicos do sistema para atender à demanda ao longo de todo o horizonte de planejamento levando em consideração as restrições do sistema e das usinas como, por exemplo, a rede de transmissão [49][12][13][35][36].

Esta metodologia é empregada semanalmente no Brasil pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e como resultado se obtém os seguintes resultados: a programação dos despachos de cada usina, que é posteriormente ajustada no curto prazo com base nas restrições elétricas ou em eventos imprevistos e os preços de liquidação de diferenças (PLD), também conhecidos como preços spot ou preços de curto prazo. Além destes resultados, este modelo também fornece o conjunto de cenários de operação e preços futuros do sistema, simulados através de um processo de simulação de Monte Carlo das vazões, necessários para se compor a programação (despacho) do período atual.

Os cenários de geração das hidrelétricas são, então, alocados para cada hidrelétrica com base em mecanismo de realocação de energia (MRE) que faz um rateio da geração total do sistema, através do montante de energia assegurada de cada usina. Este processo é descrito no item 9.4 do ANEXO A e a entrada de cada usina neste mecanismo é facultativa. Entretanto esse mecanismo se mostra bastante vantajoso para as hidrelétricas, uma vez que, geralmente, a geração total de todas as usinas do Brasil tem um perfil muito mais constante e previsível do

que a geração individual. Assim, este mecanismo funciona como uma espécie de “condomínio” que tira vantagem das correlações espaciais dos diversos regimes hidrológicos do país, como mostra a figura abaixo para uma usina localizada na cabeceira do rio Paraibuna (Rio Paraíba do Sul).

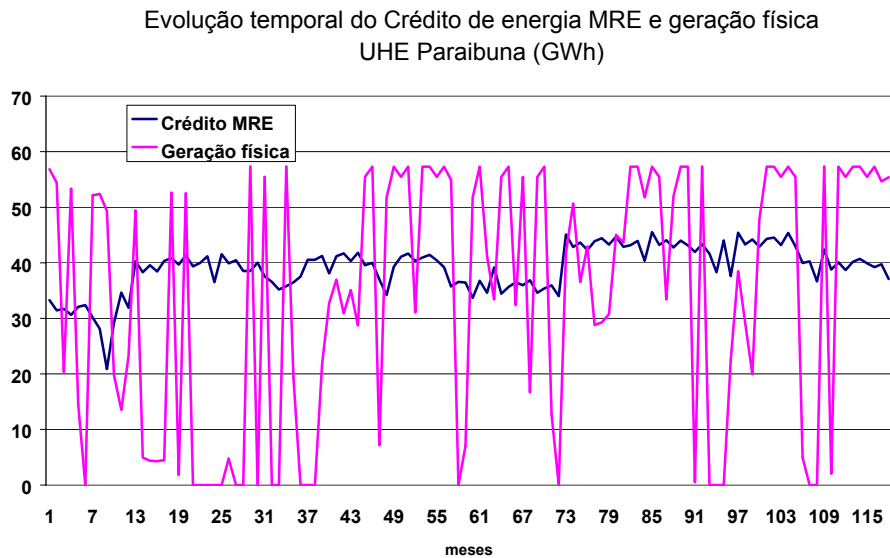


Figura 5-3 – Geração física *versus* crédito de energia alocado pelo MRE à usina Paraibuna ao longo de 10 anos.

Já para a biomassa, o perfil de geração é um perfil fixo ou dito inflexível ao longo do ano. Esta fonte gera 100% de sua capacidade ao longo do período da safra (período de colheita da cana de açúcar – maio a novembro no sudeste do Brasil) e permanece desligada durante o período entre safras (de dezembro a abril).

Na Figura 5-4 a seguir é exibido o perfil de geração de uma usina a biomassa (área com valores no eixo da esquerda) e o perfil médio acompanhado do intervalo de confiança de 90% para os créditos de energia de uma PCH no subsistema sudeste (linhas com valores no eixo da direita). Os valores são apresentados em percentual dos respectivos lastros de forma a normalizar os valores e torná-los gerais e independentes de usinas específicas.

Para tanto, o procedimento de despacho hidrotérmico foi executado com o software SDDP<sup>14</sup>, de acordo com os dados do sistema publicados no programa mensal de operação do sistema (PMO) do ONS ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)), publicado em maio de 2007.

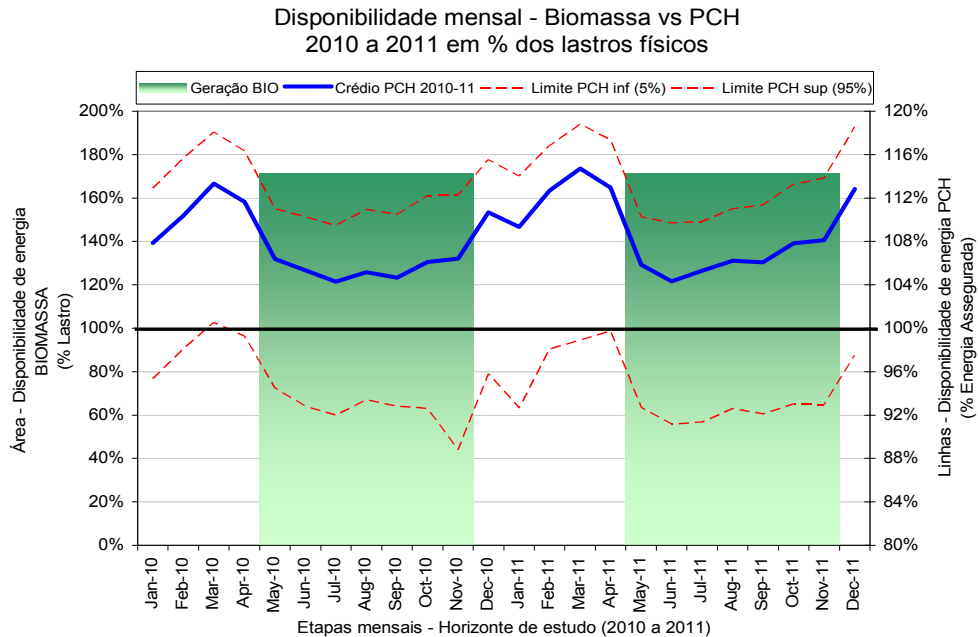


Figura 5-4 – Disponibilidade futura de energia ao longo do período (PCH e Biomassa) em % do lastro físico de cada usina

Nesta figura é importante ressaltar o risco de quantidade, que conforme o a expressão (5-2) explicita em seu segundo termo, toda vez que a energia produzida for inferior ao montante contratado, que tem como limite lastro físico da usina (100% na Figura 5-4), ocorrerá uma despesa de compra no curto prazo. Assim, pode-se observar a alta exposição que uma comercializadora poderia incorrer ao se contratar somente com uma das fontes. No caso da biomassa, a exposição é maior que a proporcionada pela PCH devido à geração nula fora do período da safra. Contudo, devido ao fato da biomassa apresentar um perfil de geração acima do seu lastro, justamente nos meses de seca (período de safra – de maio a novembro), esta apresenta um valor esperado de somatório anual superior ao da

<sup>14</sup>O SDDP é um software de propriedade da PSR consultoria ([www.prs-inc.com](http://www.prs-inc.com)).

PCH, que sofre do “mal do risco de preço e quantidade”. Estes dois resultados podem ser explicados pela estrutura do setor elétrico, que por ser predominantemente hidrelétrico, apresenta preços mais elevados justamente quando os reservatórios estão em níveis baixos, proporcionando uma geração hídrica inferior aos valores de garantias físicas (energia assegurada). Como a biomassa opera justamente no momento crítico de disponibilidade para o sistema, sua energia é valorada por um preço superior ao médio. A Figura 5-5 apresentada no próximo item (Resultados), contrastará os valores esperados (projeção) da energia alocada à PCH e dos preços spot ao longo do período de estudo. Nesta será possível perceber a correlação negativa entre essas duas séries.

### **5.3**

#### **Resultados**

Com base nos resultados do modelo de despacho hidrotérmico, descrito anteriormente, para o período entre 2010 e 2011 (etapas mensais), os créditos de energia de uma PCH com potência de 30 MW e 16.5 MW médios (55% da potência) de energia assegurada (lastro físico) foram simulados ao longo do horizonte de estudo, para 200 diferentes cenários hidrológicos estatisticamente independentes e equiprováveis. Além deste resultado, o preço spot ou preço de liquidação de diferenças de curto prazo, também foi obtido segundo o mesmo procedimento.

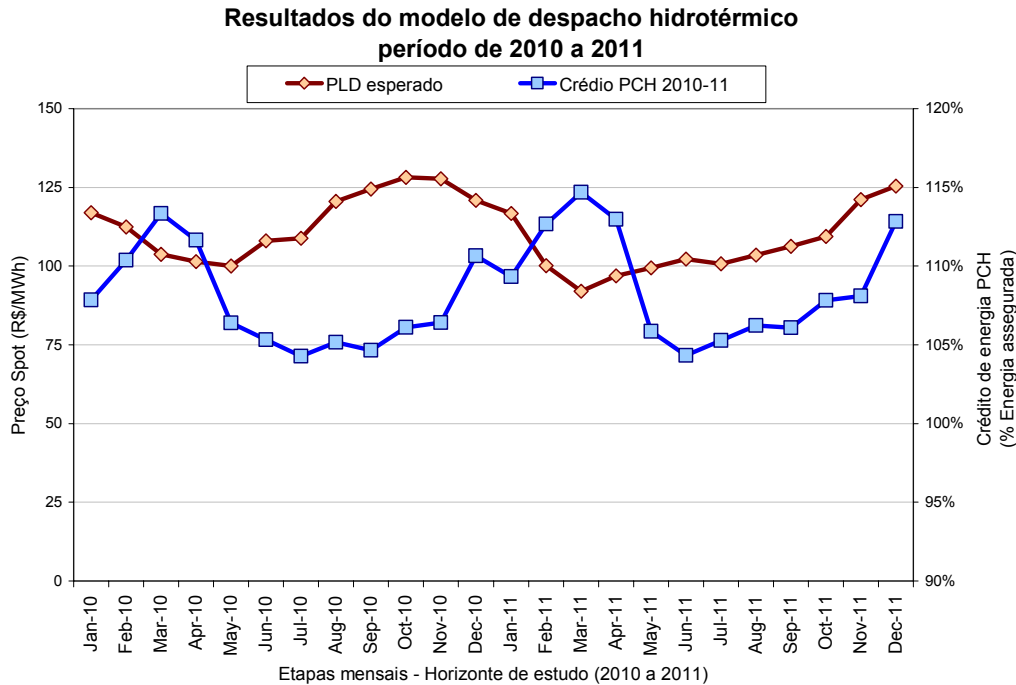


Figura 5-5 – Valor esperado dos preços spot e créditos de energia ao longo período de estudo. Estimativa de coeficiente de correlação = -0.51.

Da mesma forma, foi considerada como fonte de energia e lastro para a comercializadora, uma termelétrica a biomassa de 30 MW de potência disponível, com um lastro físico de 17.5 MW médios (cerca de 58% da referida potência).

Por simplicidade, os preços de compra de lastro para ambas as fontes foram assumidos iguais a 140 R\$/MWh-lastro. Este valor deverá ser pago para cada MWh de lastro contratado pelo modelo. O referido valor é superior aos preços marginais dos últimos leilões (A-3 e A-5) realizados em 2007 no ambiente de comercialização regulado (ACR) e foi selecionado de forma a gerar um caso onde se paga um preço alto. Desta maneira, se constatarmos que a operação de compra e venda se mostrou atraente neste caso, certamente se mostrará ainda mais vantajosa ao se utilizar preços mais realistas discriminados por fonte, que deverão ser obtidos e calibrados pelas condições específicas de uma dada situação de negociação. No que diz respeito ao preço de venda, a comercializadora deverá negociar diretamente com o seu potencial consumidor.

Se considerarmos um consumidor livre com uma carga de 15 MW médios, contratado a 115 R\$/MWh, e que este ainda tenha que incorrer em uma tarifa de

fio, cobrada pela distribuidora, de 135 R\$/MWh, a tarifa final de energia efetivamente paga será de 250 R\$/MWh. Seguindo a idéia do modelo de negócio descrito neste capítulo, uma comercializadora poderia oferecer a este consumidor um contrato com tarifa de energia igual 165 R\$/MWh, lastreado em energia de fontes alternativas (Biomassa e PCH). Ao se contratar com esta duas fontes, através do intermédio da comercializadora, o consumidor obterá um desconto de, por exemplo, 75 R\$/MWh na tarifa fio, equivalente a 55% de redução previsto na lei Nº 9.427 de dezembro de 1996, incorrendo assim, em uma tarifa final de 165 (nova tarifa de energia) + 60 (nova tarifa fio) = 225 R\$/MWh (10% menor). Esta diferença de 10% representa uma economia de 25 (R\$/MWh)  $\times$  15 (MWh méd)  $\times$  8760 (horas por ano)  $\times$  2 (anos)  $\times$  66% (valor líquido de redução de imposto de renda e contribuição social: 66% = 100% – 25%+9% = 34%) = 4.3 Milhões de R\$ em custos evitados. Esta economia, dificilmente seria obtida sem o intermédio direto da comercializadora, que como argumentado no início deste capítulo, deverá formar um portfólio entre as duas fontes de forma a gerenciar o risco de quantidade através dos montantes de energia contratados por ambas as fontes.

Vamos estudar o mix ótimo de compra para a configuração de compra e venda descrita anteriormente e resumida na tabela a seguir. Para isso utilizaremos a abordagem descrita no capítulo 3, baseada no valor presente líquido (VPL) dos equivalentes certos de cada período.

Tabela 5-1 – Preços de compra e venda para a quantidade demandada pelo consumidor livre.

Quantidade de Venda ( $E^V$ ) [MWh méd]	Preço de Venda ( $P^V$ ) [R\$/MWh]	Preço de Compra BIO ( $P^{BIO}$ ) [R\$/MWh-lastro]	Preço de Compra PCH ( $P^{PCH}$ ) [R\$/MWh-lastro]
15	165	140	140

### 5.3.1

#### Resultado neutro a risco

Primeiramente será analisada a solução neutra a risco, onde o valor esperado do VPL é maximizado. Para isso, consideraremos um custo de capital de 10% a.a.

Sob a hipótese de neutralidade a risco (utilidade linear  $U(r) = r$ ), o modelo (3-30) a (3-40) contrata somente a Biomassa para lastrear o contrato de venda. A

quantidade adquirida de lastro desta fonte foi exatamente igual aos 15 MWmédios necessários para lastrear o montante de venda, deixando a distribuidora extremamente exposta aos custos de compra no curto prazo durante os períodos fora da safra (quando no ocorre geração por parte da usina a biomassa). Contudo, como o período de safra possui preços mais elevados que os preços fora da safra (ver Figura 5-5) a soma ao longo dos anos ainda sim proporciona um Custo Esperado de Compra (CEC) líquido (compras menos vendas) negativo, indicando um benefício esperado, ao longo do horizonte, com a parcela variável da expressão (5-2). Em termos médios, ao longo dos dois anos (2010 e 2011), o Custo Esperado de Compra por MWh de lastro contratado apresentou um valor igual a  $CEC^{BIO} = -1.5 \text{ R\$/MWh-lastro}^{15}$ . Assim sendo, segundo a ótica de um perfil neutro a risco, o melhor a se fazer é contratar integralmente esta fonte para lastrear a venda no curto prazo, resultando em um VPL(10%a.a.) esperado de 6.1 MMR\$. Na figura a seguir, o valor esperado deste custo (líquido) ao longo dos meses e o seu respectivo intervalo de confiança de 90% são exibidos.

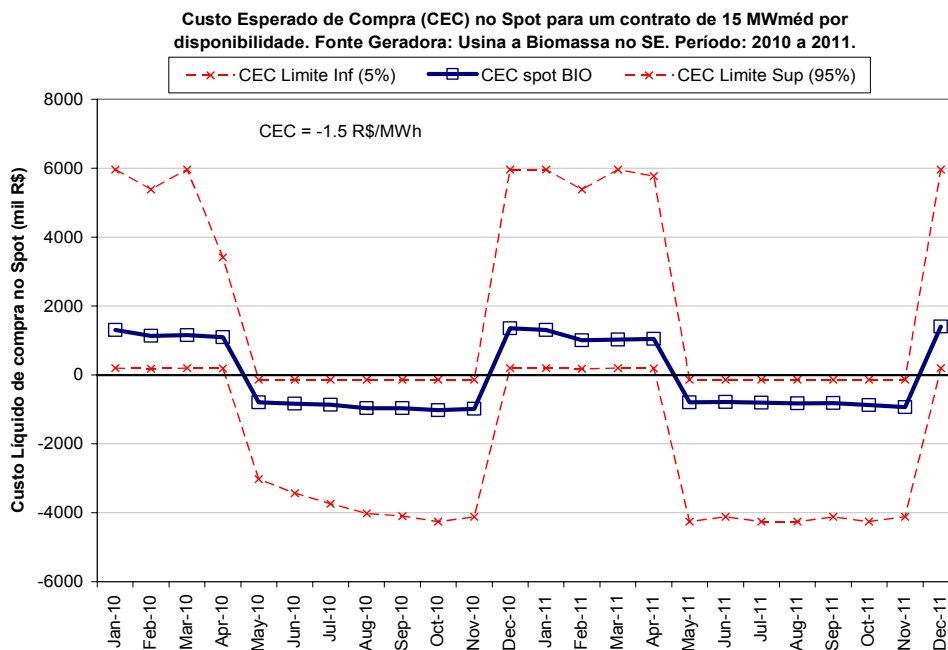


Figura 5-6 – Custo líquido de compras menos vendas no curto prazo. Valor esperado e intervalo de confiança de 90%.

<sup>15</sup>Este valor pode ser obtido somando o valor esperado dos custos menos receitas ao longo de todo o período e dividindo o mesmo pelo montante de MWh de lastro adquirido, no caso 15 (MWmédios) × 8760 × 2 (anos). Assim, o valor de  $CEC = -1.5 \text{ R\$/MWh-lastro}$  expressa a receita (custo negativo) esperada com a parcela variável do contrato para cada MWh de lastro que seja adquirido desta fonte.

A distribuição de probabilidade acumulada dos resultados líquidos da comercializadora (variáveis  $R(x, \xi_{2010})$  e  $R(x, \xi_{2011})$ ) podem ser visualizados na figura a baixo, onde em ambos os anos existe uma probabilidade de aproximadamente 10% de se obter resultados negativos (prejuízo), os quais podem chegar atingir uma profundidades de até 10 MMR\$. Na seqüência, a Figura 5-8 exibe o VPL(10% a.a.) relacionado aos resultados da Figura 5-7.

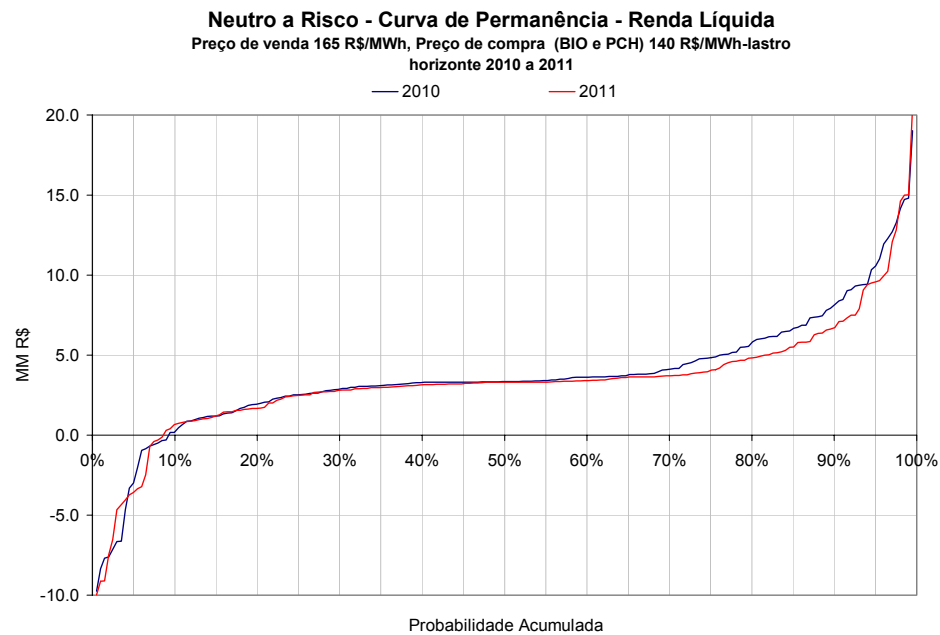


Figura 5-7 – Distribuição de Probabilidade da renda líquida dos períodos 2010 e 2011. Estratégia neutra a risco (maximizar o VPL (10%) esperado da renda).

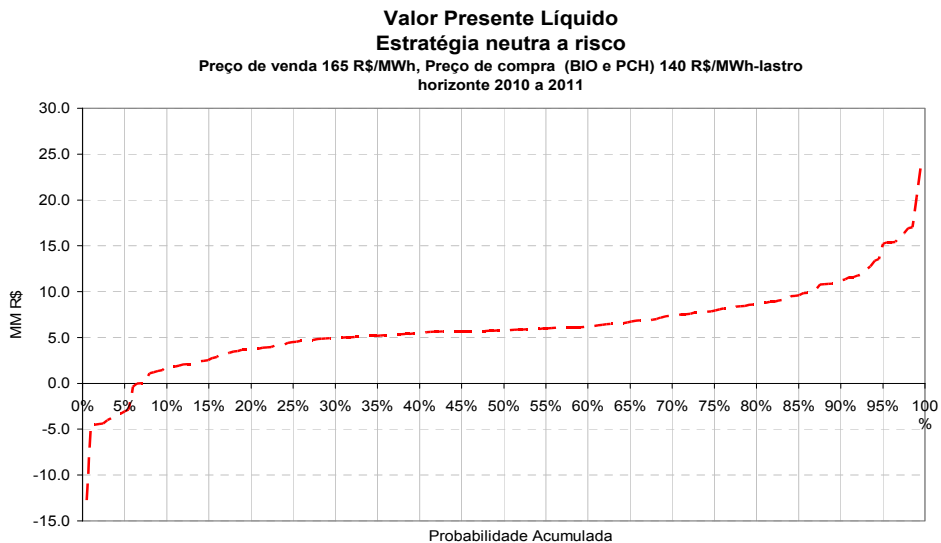


Figura 5-8 – Distribuição de Probabilidade do VPL(10% a.a.) para a estratégia neutra a risco.



### 5.3.2

#### Resultado avesso a risco

Se agora considerarmos um perfil de aversão a risco, através de uma função utilidade linear por partes côncava (conforme apresentada na Figura 5-9) e utilizarmos o modelo (3-30) a (3-40) para traçar a estratégia avessa a risco desta operação de compra e venda, será possível verificar, na Tabela 5-2, o portfolio formado por ambas as fontes, Biomassa e PCH, para atender o contrato de venda.

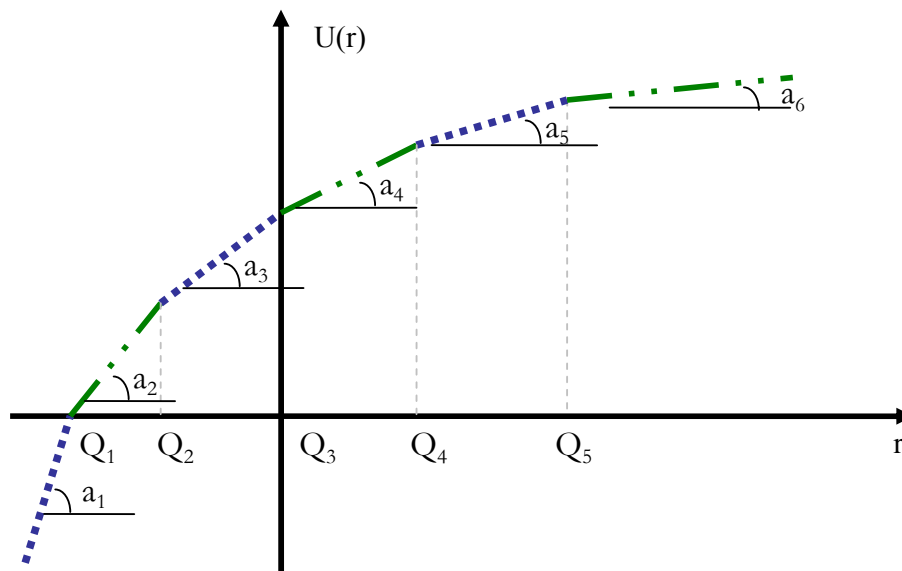


Figura 5-9 – Utilidade Linear por Partes com 6 segmentos.

O valor das inclinações ou penalizações de cada segmento foi definido segundo um coeficiente de aversão a risco constante entre segmentos,  $CARP_k = 50\% \forall k$  (definido em (2-6)):  $a_1 = 100$  e  $a_{k>1} = a_{k-1}/2$ .

Os valores das quebras, ou pontos de renda líquida (em MMR\$) a partir dos quais as inclinações definidas passam a valer, foram definidos arbitrariamente para expressar os limites onde existe mudança na percepção de risco:  $Q_0 = -\infty$ ,  $Q_1 = -2$ ,  $Q_2 = -1$ ,  $Q_3 = 0$ ,  $Q_4 = 1$ ,  $Q_5 = 2$ ,  $Q_6 = \infty$ .

Tabela 5-2 – Comparação da contratação realizada pelos perfis de aversão e neutralidade a risco

	Qt Venda (MWméd)	Qt Compra BIO (MWméd)	Qt Compra PCH (MWméd)	Qt Compra Total (MWméd)	Hedge (MWméd)	Hedge (%compra)
<b>Avesso a risco (Otm EC)</b>	<b>15.0</b>	5.8	10.6	<b>16.4</b>	1.4	<b>8.5%</b>
<b>Neutro a Risco</b>	<b>15.0</b>	15.0	0.0	<b>15.0</b>	0.0	<b>0.0%</b>

A solução do perfil avesso a risco contratou um total de 16.4 MWmédios compostos por 35% de lastro proveniente de Biomassa e 65% de proveniente da PCH. A PCH é inserida no *mix* por este perfil à medida que a exposição ao preço spot, conforme evidenciado na solução neutra a risco (Figura 5-6), é altamente penalizada pelos segmentos inferiores da função utilidade. Conforme já comentado, a Figura 5-4 evidencia uma maior exposição à volatilidade dos preços de curto prazo no caso da biomassa. Em contraposição ao argumento realizado a favor da energia proveniente da biomassa, dado pelo benefício esperado com a venda nos períodos de seca, o perfil de aversão a risco penaliza muito mais severamente (através dos segmentos inferiores da utilidade) os momentos de exposição (fora da safra, onde a usina está indisponível) frente às situações onde este benefício ocorre. Desta maneira, o modelo baseado no equivalente certo de cada período busca o correto equilíbrio entre o valor esperado de ambas as fontes e o risco agregado por estas. Este equilíbrio é dado pelo portfólio que maximiza a preferência do agente, expresso pelo fluxo equivalente certo.

Na tabela a seguir são contrastados os valores esperados e os equivalentes certos de cada período, acompanhados dos respectivos VPL's das soluções obtidas através do perfil avesso e neutro a risco. Em ambas as soluções, o equivalente certo calculado refere-se à função utilidade do perfil avesso a risco.

Tabela 5-3 – Resultado de equivalente certo e valor esperado dos fluxos obtidos pelos perfis de aversão e neutralidade a risco.

	VPL(10%) EC( $R_t$ ) MMR\$	EC( $R_{2010}$ ) MMR\$	EC( $R_{2011}$ ) MMR\$	VPL(10%) E( $R_t$ ) MMR\$	E( $R_{2010}$ ) MMR\$	E( $R_{2011}$ ) MMR\$	Prêmio de Risco* %
<b>Avesso a risco</b>	<b>2.9</b>	2.8	0.5	<b>5.1</b>	3.1	2.8	<b>43%</b>
<b>Neutro a Risco</b>	<b>-3.0</b>	-1.7	-1.7	<b>6.1</b>	3.7	3.3	<b>149%</b>

\*Valores calculados com base na diferença percentual entre os VPL dos Equivalentes certos e os respectivos valores esperados.

Conforme mencionado, a solução neutra a risco, sob a ótica do perfil de aversão é extremamente penalizada, apresentando um valor de equivalente certo negativo para os dois anos. O que significa que sob esta ótica, a comercializadora estaria disposta a pagar para não incorporar este fluxo de caixa em seu portfolio. Desta forma, a solução que maximiza o valor presente dos equivalentes certos de cada período (métrica de preferência proposta no capítulo 3), apresenta um prêmio de risco bastante inferior ao da solução neutra a risco, indicando um ganho obtido com relação ao nível de certeza neste fluxo. Comparando os valores das duas soluções, nota-se claramente o benefício obtido com o *mix* entre as fontes, onde basicamente, foi feita uma “troca” de 950 mil R\$ de redução no valor esperado por um ganho de 5.9 MMR\$ em termos de equivalente certo.

A Figura 5-10 a seguir, compara o as distribuições dos VPL's obtidos pelos perfis neutro (linha pontilhada) e avesso (linha contínua) a risco onde fica evidente a redução tanto da probabilidade quanto da profundidade de perdas financeiras ao longo do período.

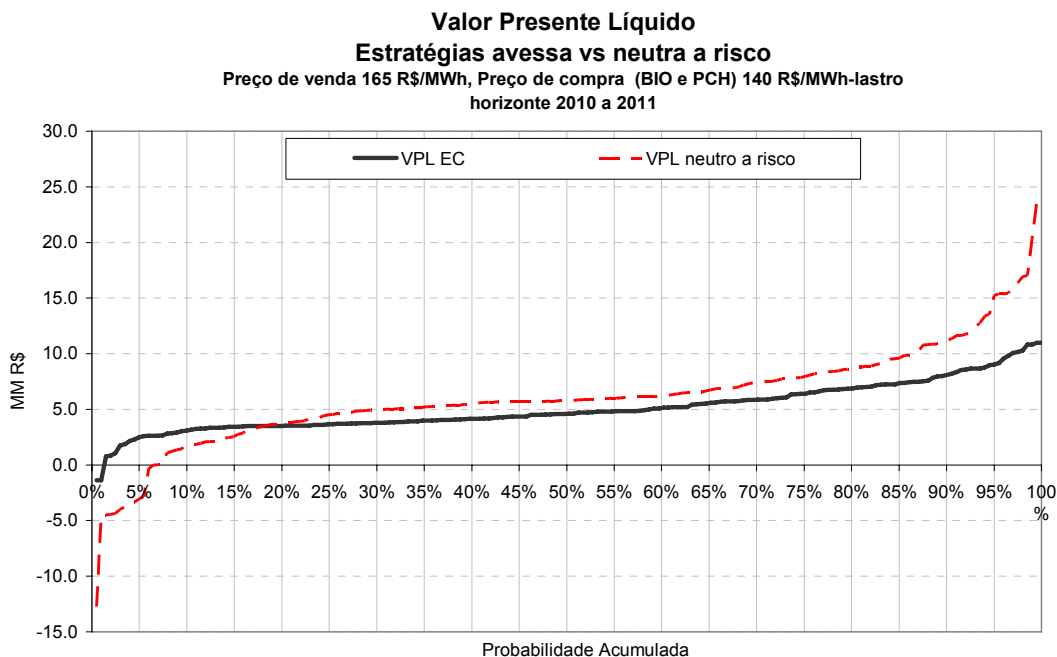


Figura 5-10 – Distribuição de Probabilidade do VPL(10% a.a.) para a estratégia avessa a risco, baseadas na maximização do VPL dos equivalentes certos de cada período e para estratégia neutra a risco, baseada na maximização do valor esperado do VPL.

A tabela a seguir resume os dados principais do tamanho e tempo consumido para o problema resolvido:

Tabela 5-4 – Resultado de equivalente certo e valor esperado dos fluxos obtidos pelos perfis de aversão e neutralidade a risco.

	<b>Valores</b>
<b>Número de Linhas (restrições)</b>	2799
<b>Número de Colunas (variáveis)</b>	826
<b>Elementos diferentes de zero da matriz</b>	6813
<b>Número de variáveis binárias</b>	10
<b>Tempo consumido</b>	4 segundos.

### 5.3.3

#### Sensibilidade no Preço de Venda

Com o intuito de analisarmos o comportamento das decisões ótimas de compra e venda, realizadas pela abordagem avessa a risco, vamos estudar a sensibilidade do *mix* de contratação ótimo entre as fontes com respeito ao preço de venda no ACL. Desta maneira, o preço de venda foi discretizado em 30 pontos igualmente espaçados de 1 R\$/MWh e inicializados pelo preço de compra, 140, até atingir o preço de 169 R\$/MWh. Os resultados exibidos no item anterior, para o preço de venda referente a 165 R\$/MWh, está portanto, incluído nos pontos que serão analisados a seguir.

Tabela 5-5 – Resultado de equivalente certo e valor esperado dos fluxos obtidos pelos perfis de aversão e neutralidade a risco.

Preço Venda (R\$/MWh)	Qt de Venda (MWméd)	Qt compra BIO (MWméd)	Qt compra PCH (MWméd)	Qt compra total (MWméd)	Qt compra BIO (% total)	Qt compra PCH (% total)
140	0.0	0.0	0.0	0.0		
141	0.0	0.0	0.0	0.0		
142	0.0	0.0	0.0	0.0		
143	0.0	0.0	0.0	0.0		
144	2.7	1.2	1.4	2.7	46%	54%
145	2.7	1.3	1.4	2.7	47%	53%
146	2.8	1.3	1.5	2.8	47%	53%
147	2.9	1.4	1.5	2.9	48%	52%
148	2.9	1.4	1.5	2.9	49%	51%
149	3.2	1.6	1.7	3.3	49%	51%
150	3.3	1.7	1.7	3.4	50%	50%
151	3.5	1.8	1.8	3.5	50%	50%
152	3.7	2.0	1.9	3.8	51%	49%
153	3.9	2.1	2.0	4.0	51%	49%
154	4.6	2.3	2.4	4.7	48%	52%
155	5.9	2.7	3.5	6.2	43%	57%
156	15.0	4.6	11.6	16.2	29%	71%
157	15.0	4.8	11.5	16.3	29%	71%
158	15.0	4.8	11.6	16.4	29%	71%
159	15.0	4.9	11.4	16.3	30%	70%
160	15.0	4.7	11.3	16.0	30%	70%
161	15.0	4.9	11.1	16.0	31%	69%
162	15.0	5.1	11.1	16.1	31%	69%
163	15.0	5.5	10.7	16.2	34%	66%
164	15.0	5.6	10.6	16.3	35%	65%
165	15.0	5.8	10.6	16.4	35%	65%
166	15.0	5.9	10.5	16.5	36%	64%
167	15.0	6.1	10.5	16.6	37%	63%
168	15.0	7.1	9.8	16.9	42%	58%
169	15.0	7.3	9.6	17.0	43%	57%

Os resultados da Tabela 5-5 pode ser divididos em dois conjuntos: (i) o conjunto de preços de venda para os quais esta transação apresenta baixa rentabilidade e muito risco, logo a oportunidade de venda não é integralmente aproveitada pela comercializadora (preços de venda entre 140 a 155 R\$/MWh), e (ii) o conjunto de preços para os quais tal operação se mostra rentável o suficiente para ser integralmente aproveitada pela comercializadora (preços de 156 R\$/MWh em diante). Esta atratividade ou disposição a contratar pode ser visualizada na Figura 5-11 a seguir, onde a decisão ótima de venda foi normalizada pelo seu valor máximo (15 MWmédios requisitados pelo ACL) e exibida para cada oportunidade de preço de venda considerada na sensibilidade.

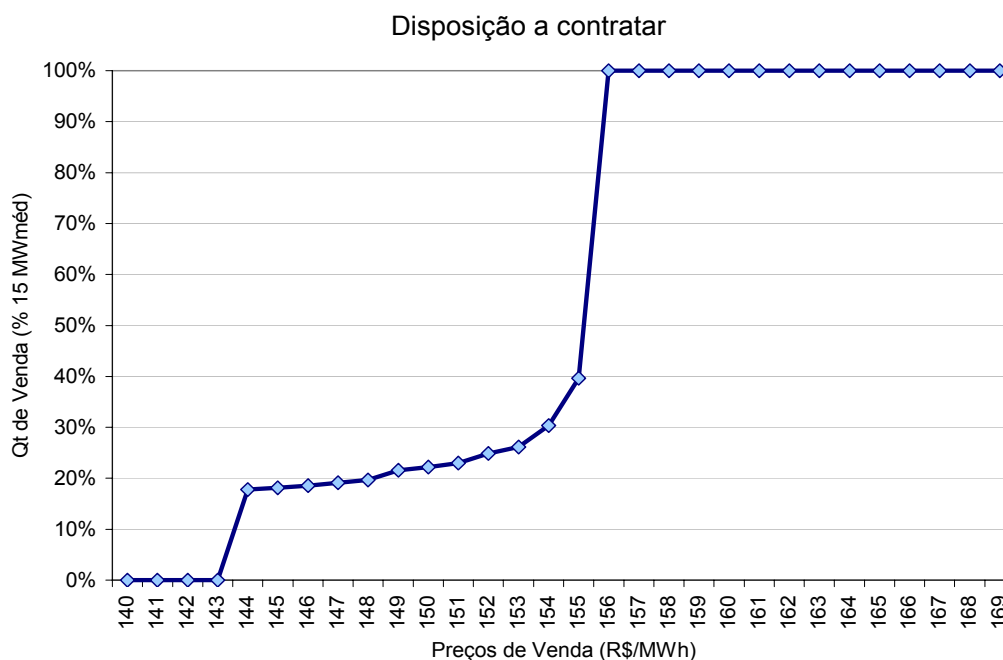


Figura 5-11 – Curva de Disposição a Contratar no ACL (valores em % da demanda máxima requisitada, 15 MWmédios).

Desta maneira, o *spread* de 16 R\$/MWh com relação ao preço de compra, de 140 R\$/MWh-lastro, representa o sobre-preço necessário para que a comercializadora assumira integralmente o risco da entrega dos 15 MWmédios requisitados pelo consumidor do ACL, uma vez que a compra de lastro está sendo feita através de pagamentos por disponibilidade (onde a capacidade das usinas é alugada – contrato por disponibilidade) e a venda por quantidade (onde a obrigação de entrega do montante contratado está nas mãos do vendedor – comercializadora).

Na Figura 5-12 (abaixo) o *mix* entre as fontes (PCH e Biomassa) é exibido para as diversas hipóteses de preços de venda no ACL. Além disso, nesta figura os conjuntos de preços descritos no parágrafo anterior são evidenciados.

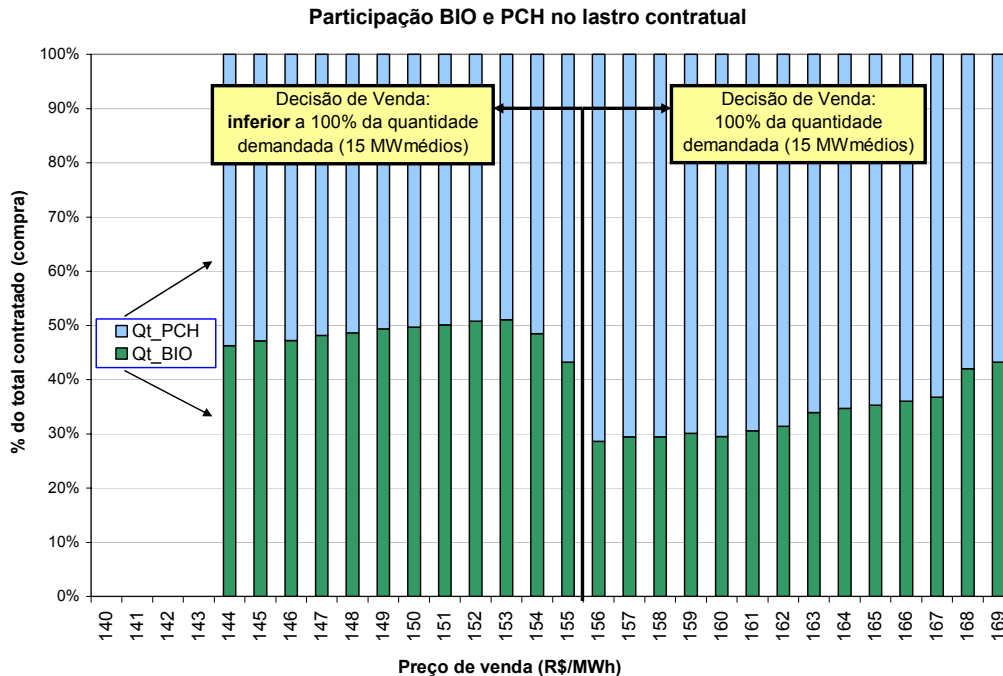


Figura 5-12 – Sensibilidade do mix de contratação ótimo entre as fontes (PCH e Biomassa) com relação ao preço de venda no ACL (valore em % da compra total).

Pode-se perceber que a estrutura de contratação sofre uma “quebra” ao passar de um conjunto para o outro. Para o preço de venda de 156 R\$/MWh, o *mix* sofre uma brusca alteração onde a participação da PCH é visivelmente superior à da biomassa (aproximadamente 70% PCH e 30% Biomassa). Contudo, à medida que o preço de venda aumenta este *mix* novamente caminha para um portfólio com cada vez mais biomassa. Isso ocorre em função dos diferentes atributos dos perfis de geração da Biomassa e da PCH. A PCH apresenta um perfil de geração menos sazonal que o da biomassa, e apesar de incerto, sua variabilidade não requer que a comercializadora compre no mercado de curto prazo todo o seu lastro vendido, como o perfil da Biomassa requer nos meses fora da safra (ver Figura 5-4), indicando assim, um menor risco de compra se comparado ao proveniente da biomassa. Entretanto, o perfil exibido pela Biomassa tem o seu valor, pois conforme comentado, o valor esperado da venda da energia nos meses de safra

apresenta um valor superior ao dos meses de fora da safra. Assim, conforme o preço de venda aumenta, a receita certa do contrato cresce e o agente pode “tirar proveito” do benefício esperado da energia da biomassa, se arriscando um pouco mais na parcela variável do contrato, a qual tenderá a apresentar uma maior exposição aos custos de compra no curto prazo nos meses fora da safra, e uma maior receita esperada devido aos meses de safra.

Pode-se resumir as qualidades de cada fonte da seguinte forma: (i) a biomassa representa um maior risco para a comercializadora, devido à forte exposição ao curto prazo nos períodos entre safras, porém um maior valor esperado com relação às vendas do excedente no curto prazo durante os períodos de safra, onde geralmente o preço do curto prazo é mais alto; e (ii) a PCH representa um menor risco na exposição ao curto prazo se comparada à biomassa, porém um valor esperado inferior, justamente por apresentar um excedente de produção nos períodos de cheia (coincidentes com o período de entre safras) dos reservatórios, quando os preços tendem a ser baixos.

Dessa maneira, como o preço de venda representa a parcela fixa (determinística) da renda, ele simplesmente translada a sua distribuição final, não alterando a dispersão da mesma. Assim, para preços baixos, próximos ao preço de compra, a comercializadora não tem muito espaço para gerenciar o risco e, portanto, seleciona uma participação maior de PCH. À medida que o preço é elevado, o contrato de venda “introduz mais média” na distribuição da renda, deslocando esta para a direita e retirando alguns cenários de baixo resultado dos primeiros segmentos da utilidade (onde ocorre uma alta penalização). Assim, o funcional de preferência pode “substituir” o risco, que foi reduzido pela elevação do preço de venda, pelo risco de um portfólio com mais biomassa. Em outras palavras, desta maneira o funcional “manteria o risco inalterado”, porém teria introduzido um maior valor esperado proveniente da maior participação de biomassa no portfólio final. Note que cada acréscimo de preço introduz 1 R\$/MWh e cada unidade de biomassa introduz 1.5 R\$/MWh de benefício médio com a venda no curto prazo (ver Figura 5-6).

É importante notar que a Figura 5-12 possui duas regiões bem distintas: (i) valores de composição do portfólio para preços de venda abaixo de 156 R\$/MWh e (ii) acima. Como o *mix* é definido como a participação % entre as fontes no total comprado, esta figura deve ser analisada por partes, onde a primeira região na



realidade contém uma estrutura completamente diferente da segunda, dificultando muito a comparação entre regiões. Entretanto, o comportamento descrito acima, com relação à contratação entre fontes vale para ambas as regiões isoladamente, pois tanto na primeira região, quanto na segunda, à medida que o preço de venda aumenta, a participação da biomassa cresce dentro do portfólio. A exceção ocorre justamente na fronteira entre as regiões, quando este negócio está prestes a se tornar 100% atraente à comercializadora (preço de venda de 156 R\$/MWh) e proporcionar uma nova escala para a renda nesta transação. Neste ponto, que foge à regra, a comercializadora percebe que a sua total entrada no negócio, que proporciona uma outra escala de lucro – venda dos 15 MW médios, é mais rentável, em termos de equivalente certo (EC), do que o aumento da participação de biomassa no portfólio. Assim, a comercializadora refaz o seu mix de forma a maximizar o EC neste novo *statu quo*. Deste ponto em diante, como a demanda é limitada aos 15 MW médios, o comportamento esperado novamente se repete, com a substituição gradativa de energia proveniente da PCH pela da biomassa, à medida que o preço de venda é acrescido.

#### 5.3.4

#### Resumo e Considerações Finais

Neste estudo de caso, a importância de uma ferramenta analítica que traduza o perfil de risco do agente foi evidenciada à medida que as decisões de contratação de compra e venda exigem uma avaliação complexa de risco dos impactos que cada possível *mix* entre as fontes pode proporcionar. Além disso, a atratividade da operação de compra e venda foi analisada e pode ser observado o ponto a partir do qual esta se mostrou integralmente aproveitada pela comercializadora (156 R\$/MWh).

Desta forma, este capítulo conclui o seu objetivo principal de exemplificar, através do estudo de um problema bastante atual do setor elétrico brasileiro, a abordagem proposta nesta tese e mostrar a importância desta ferramenta analítica para a tomada de decisão na presença de risco, uma vez que todas as “sutilezas” na contratação entre as duas fontes, analisadas acima dificilmente poderiam ser percebidas ou quantificadas sem o auxílio deste modelo.

É importante registrar que: todos os exemplos baseados no modelo proposto do item 3.3 foram resolvidos através do solver de propriedade da *Dash Optimization (Xpress* versão 16) em menos de 1 minuto, mostrando assim, um desempenho bastante satisfatório para esta classe de problemas que mesmo se tratando de um problema inteiro misto, apresenta um moderado número de variáveis binárias (uma para cada segmento). Uma instância com 5 períodos com uma utilidade de 5 segmentos, apresentaria 25 variáveis inteiras.

Além disso, a presença destas variáveis se restringe à tarefa de impor a ordenação dos segmentos da inversa da utilidade na avaliação da utilidade esperada de cada período. Conforme foi mostrado, o número de variáveis binárias não cresce com o número de cenários o mostra a robustez do modelo com relação ao aumento do número de cenários de incerteza para proporcionar uma melhor estimativa.

Para instâncias grandes com mais de 20 anos, onde o algoritmo de *branch and bound* pode requerer muito esforço computacional, pode-se utilizar a solução do problema de maximização da utilidade esperada, fazendo o fator de impaciência igual ao desconto  $(1-J^{LR})^{-1}$ , para se estabelecer um limite inferior e uma boa solução viável. No sentido de se obter um limite superior, pode-se utilizar o valor esperado da solução neutra a risco, que por definição será superior a qualquer equivalente certo avesso a risco. Desta forma, o algoritmo de *branch and bound* pode ser iniciado com limites bem definidos, onde o limite inferior (EC proveniente do problema Max EU) em todos os testes e casos desta tese se mostrou bastante próximo à solução ótima do problema de maximização do EC.

Entretanto, para estes problemas torna-se importante introduzir no algoritmo de *branch and bound* tais limites, de forma a reduzir ainda mais o espaço de busca através das podas dos ramos da árvore. Tal procedimento deve ser implementado com o intuito de se verificar a sua real contribuição na redução do tempo computacional exigido em problemas maiores dos que os tratados aqui.