

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO DE CRITÉRIOS DE RISCO NA  
NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS DE  
ENERGIA EM CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO  
PORTE - PCH**

**FREDERICK TAKAYUKI MASUKAWA**

**ORIENTADOR: PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 448/2011**

**BRASÍLIA/DF: JULHO - 2011**

## **FICHA CATALOGRÁFICA**

MASUKAWA, FREDERICK TAKAYUKI

Avaliação de Critérios de Risco na Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte- PCH [Distrito Federal] 2011.

xi, 52p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2011).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Análise de Riscos

2. Incerteza de Mercado

3. Contratos Bilaterais

4. PCH

## **REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA**

MASUKAWA, F. T. (2011). Avaliação de Critérios de Risco na Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte – PCH. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM – 448/11, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 52p.

## ***CESSÃO DE DIREITOS***

AUTOR: Frederick Takayuki Masukawa.

TÍTULO: Avaliação de Critérios de Risco na Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte – PCH.

GRAU: Mestre

ANO: 2011

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Frederick Takayuki Masukawa  
SHIN, CA 05, Bloco “H”, apto 229, Lago Norte.  
71503 – 505 Brasília – DF, Brasil.

## **Dedicatória**

Dedico este trabalho para meus pais, Takashi e Hisayo, meus irmãos Willian e Ewerton, meus grandes amigos e pra minha futura esposa Lê.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, quero relatar o quanto foi difícil este período de estudo pelo qual passei. Foram longas noites e mais noites exaustivas de dedicação e estudos para a conclusão de mais uma etapa de minha vida. Este que por sua vez, me exigiu em dobro, pois correlacionei trabalho e estudo paralelamente. Hoje sei o quanto é difícil para um trabalhador pai de família, que sustenta a casa sozinho com sua renda mínima, alcançar seu objetivo de subir na carreira e ter um diploma de doutor/mestre, de graduado ou até mesmo ter seu diploma de segundo grau tendo apenas um período do dia para estudar e descansar ao mesmo tempo, e no dia seguinte retomar sua rotina estressante e cansativa.

Por essas condições, valorizo ainda mais esta conquista e agradeço imensamente às pessoas diretamente envolvidas. Meu pai Takashi que a todo momento me deu forças para a obtenção deste título, minha mãe Hisayo que sempre me deu conselhos de todos os tipos e que me deu conforto nas mais difíceis situações. Meus irmãos Willian e Ewerton que suprem minha ausência e dão a atenção e cuidados para meus pais. Minha noiva Leumas que a todo o momento me deu incentivo e carinho para mais uma conquista juntos, sem essa força não teria conseguido. À dona Ester e Júnior que sempre me acolheram com carinho e sinceridade.

À Encom Energia, empresa na qual trabalhei dois anos e que me deu o apoio e consideração no período em que trabalhei convosco. Aos meus colegas de Encom que compartilharam de minha agonia até o último momento sendo solidários em todos os sentidos.

Meus sinceros agradecimentos ao meu professor/orientador, professor Doutor Pablo Cuervo, pela sua paciência, determinação, perseverança e apreço prestados à minha pesquisa e à minha pessoa. Com certeza, sua ajuda foi fundamental para a conclusão e boa qualidade da dissertação.

Por fim, agradeço a todos que não cito nesta passagem e que de uma certa forma me ajudaram a concluir mais este trabalho.

## RESUMO

### AVALIAÇÃO DE CRITÉRIOS DE RISCO NA NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS DE ENERGIA EM CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE - PCH

Atualmente, o crescimento econômico e aumento de demanda energética no Brasil tem se tornado cada vez mais evidente. Com isso, o setor elétrico brasileiro se deparou com a necessidade de desenvolvimento e adequação à nova estrutura que se iniciou aos meados da década de 90.

A desverticalização que ocorreu com a reestruturação do setor evidenciou que os vários riscos existentes na negociação de contratos bilaterais tornaram-se elementos de extrema importância, pois eles afetam diretamente os agentes envolvidos, tanto economicamente quanto fisicamente.

A presente dissertação tem como proposta a análise de dois tipos de riscos existentes na negociação de contratos de energia para um conjunto dado de condições contratuais, uma avaliação do mercado de longo prazo e do nível de energia para suprir o contrato na visão dos agentes vendedores de energia.

As avaliações foram feitas a partir de uma rotina de programação em ambiente MATLAB para vários cenários do mercado de energia, tendo em vista a análise de risco de a companhia geradora aceitar ou não as condições de tal contrato, ou seja, até que ponto o contrato é vantajoso ou não. Estes riscos são financeiros devido ao fato de que o regulador aplica altas penalidades em caso de déficit de energia disponível para as companhias geradoras ou insuficiência de cobertura contratual no caso das companhias distribuidoras. Os mesmos são calculados, comparados e finalmente analisados ao longo do tempo de contrato.

Alguns exemplos são apresentados para exibir como os riscos estudados interferem na negociação de um contrato bilateral de energia e os resultados mostram que os geradores conseguem informações necessárias para a negociação do contrato bilateral.

**Palavras-Chaves:** Análise de Riscos, Incerteza de Mercado, Contratos Bilaterais, PCH.

# ABSTRACT

## EVALUATION OF RISK CRITERIA IN THE NEGOTIATION OF BILATERAL CONTRACTS FOR SMALL HYDRO POWER PLANT

Currently, economic growth and increased energy demand in Brazil has become increasingly evident. With this, the Brazilian electric sector was faced with the need for development and adaptation to the new structure that began in the mid-90s.

The unbundling process that occurred with the restructuring in the sector revealed that the various risks involved in the negotiation of bilateral agreements have become matters of extreme importance because they directly affect those involved, both economically and physically.

This essay does an analysis of risks in the trading of energy contracts for a given set of contractual conditions, an exposure assessment in the long term market and an assessment of the level energy available to meet the contract signed in the view of stockbrokers energy.

The evaluations were done from a programming routine in MATLAB to many market scenarios, in view of the risk analysis of the generator or not to accept the conditions of such agreement, or the extent to which the contract is beneficial or not. These financial risks are due to the fact that the regulator applies high penalties in case of shortage of energy available for generation companies or lack of contract cover in the case of distribution companies. They are calculated and compared with the tolerance level specified for each level of contract and finally it is a comprehensive analysis of total risk over contract length.

Some examples are presented to show how risk affects the negotiation of a bilateral contract of energy balance in view of the generator and shows the ease of implementation. The results show that with this tool, the generators get the necessary information about the negotiated conditions including a relationship between risk levels and the quantities and contract prices.

**Keywords:** Risk Analysis, Market Uncertainty, Bilateral Trading, Small Hydro Power Plant.

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>VIII</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>IX</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS .....</b>	<b>XI</b>
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. Motivação .....	2
1.2. Justificativa.....	3
1.3. Contribuição .....	3
1.4. Definições e Referências Teóricas.....	3
1.4.1. Tipos de Contratos Bilaterais.....	4
1.4.2. Sistema de comercialização de energia elétrica.....	7
1.4.3. Agente Gerador - PCH .....	8
1.5. Descrição da estrutura da tese .....	9
<b>2. MODELO .....</b>	<b>10</b>
2.1 Abordagem para avaliação.....	12
2.2 Parâmetros de incerteza .....	15
2.3 Riscos do Gerador .....	17
<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>18</b>
<b>4. ESTUDO DE CASOS.....</b>	<b>22</b>
4.1. Estudo do Caso 1 (Caso Base).....	23
4.2. Estudo do Caso 2 .....	30
4.3. Estudo do Caso 3 .....	37
4.4. Estudo do Caso 4 .....	43
4.5. Estudo de Caso Especial .....	47
<b>5. CONCLUSÃO .....</b>	<b>48</b>
<b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>51</b>

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	CASO BASE: Dados probabilísticos de preços e disponibilidade de geração no horizonte do contrato.....	23
Tabela 2	Relação de probabilidades conjuntas de perfis de preço e disponibilidade de geração ao longo do contrato para o CASO BASE.....	24
Tabela 3	CASO 2: Dados probabilísticos de preços e disponibilidade de geração no horizonte de contrato .....	30
Tabela 4	Relação de probabilidades conjuntas de perfis de preço e disponibilidade de geração ao longo do contrato para o CASO 2.....	31
Tabela 5	CASO 3: Dados probabilísticos de preços e disponibilidade de geração no horizonte do contrato .....	37
Tabela 6	Relação de probabilidades conjuntas de perfis de preço e disponibilidade de geração ao longo do contrato para o CASO 3.....	38

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Gráfico da função densidade de probabilidade genérica (pdf) .....	12
Figura 2	Fluxograma do modelo proposto .....	21
Figura 3	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO BASE .....	25
Figura 4	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO BASE .....	26
Figura 5	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO BASE .....	27
Figura 6	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO BASE .....	28
Figura 7	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO BASE .....	28
Figura 8	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO BASE .....	30
Figura 9	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO 2.....	32
Figura 10	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO 2.....	33
Figura 11	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO 2.....	34
Figura 12	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO 2.....	34
Figura 13	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO 2.....	35
Figura 14	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO 2.....	36

Figura 15	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO 3.....	39
Figura 16	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO 3.....	39
Figura 17	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO 3.....	40
Figura 18	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO 3.....	41
Figura 19	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO 3.....	41
Figura 20	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO 3.....	42
Figura 21	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO 4.....	44
Figura 22	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO 4.....	44
Figura 23	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO 4.....	45
Figura 24	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO 3.....	45
Figura 25	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO 4.....	46
Figura 26	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO 4.....	46
Figura 27	Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_e=20\$/MWh$ ) para o CASO ESPECIAL.....	47
Figura 28	Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_e=20\$/MWh$ ) para o CASO ESPECIAL.....	48

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Comercialização Livre

ACR – Ambiente de Comercialização Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAL – Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre

CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

GD - Tamanho do Contrato

MW – Megawatt

MWh– Megawatt - hora

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PIE – Produtor Independente de Energia

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN - Sistema Interligado Nacional

$\pi$  = Preço de negociação do contrato (\$/MWh)

$\lambda$  = Preço Spot (\$/MWh)

$\rho$  = Tolerância aos riscos (%)

$a$  = Custo marginal da operação de PCH

$b$  = Parâmetro do custo de geração

$g$  = Despacho de geração (MW)

$n$  = número de perfis

$np$  = Número máximo de perfis

$nc$  = Intervalo de tempo do contrato

$pr^g$  = lucro real obtido pela PCH

$pr_{max}^g$  = lucro máximo obtido pela PCH

$MPP$  = matriz de probabilidades dos perfis de preços spot

$MPG$  = matriz de probabilidades dos perfis de disponibilidade de geração

$GD^{max}$  = valor máximo possível de negociação do contrato

$gmax$  = Disponibilidade de geração da PCH (MW)

# 1 INTRODUÇÃO

Atualmente no Brasil, ouve-se muito em crescimento da economia. Em consequência disso, grandes consumidores de energia como os parques industriais, grandes cidades urbanas, companhias de distribuição, demandam cada vez mais maiores quantidades de energia. Sendo assim, observa-se uma necessidade evidente de desenvolvimento do setor elétrico.

Este, por sua vez, vem acontecendo de forma intensiva ao longo dos últimos anos. Grandes usinas hidrelétricas estão sendo construídas, novas formas de geração de energia estão sendo desenvolvidas e próximas de utilização em larga escala (energia eólica, energia térmica, energia solar, energia nuclear), novos estudos de planejamento e operação do sistema elétrico tornam o setor capaz de suprir a demanda pela energia. Após o início da reestruturação do setor, que começou em meados da década de 90 e caracterizou-se pela desverticalização, ou seja, a separação das empresas nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, ficou claro que a principal mudança foi a troca dos monopólios com tarifas pré-determinadas com base nos custos, para a proposta competitiva com preços a serem determinados pelas forças de mercado.

Atualmente, o despacho da geração no Brasil é centralizado, sendo que o custo marginal é obtido a partir de modelos que visam a minimização dos custos de operação do sistema hidrotérmico, porém, antigamente, apenas contratos bilaterais financeiros eram permitidos e com isso não afetavam o despacho do sistema (SÁNCHEZ, 2008).

Com o decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, a comercialização de energia elétrica passou a ser mais regulada e organizada, tendo os geradores que apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir 100 por cento de seus contratos. Caso o gerador não cumpra com o seu compromisso, ficará sujeito à aplicação de penalidades, conforme previsto em convenções, nas regras e nos procedimentos de comercialização.

Neste contexto, encontram-se as Hidrelétricas de Pequeno Porte – PCH's que, de certa forma, fez diminuir as negociações no mercado de curto prazo como forma de mitigar o poder de mercado de alguns agentes (SÁNCHEZ, 2008). O mercado de curto prazo, também chamado de *mercado spot*, serve como um mercado de liquidação de diferenças entre as quantidades contratadas e as efetivamente despachadas, a liquidação se dá ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD. Este preço é tratado neste trabalho como *preço spot* e baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações

previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do *preço spot* consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o custo marginal de operação de cada submercado, respectivamente em horizonte de tempo mensal e semanal.

Neste contexto, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) verifica para cada empreendimento de geração se os contratos de venda de energia negociados podem ser fisicamente suportados pela quantidade máxima de geração de energia da usina – Energia Assegurada, mais a energia oriunda de contratos de compra e descontando o consumo próprio. Muitas vezes, essa energia é insuficiente. No caso das PCH's, a análise de disponibilidade energética e *Energia Assegurada* é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio de estudos dos dados da usina hidrelétrica, com base em dados históricos de vazões afluentes à PCH, manutenção e desligamentos.

## **1.1. Motivação**

A competitividade que compreende o fornecimento de um produto de boa qualidade a preços cada vez mais acessíveis e os métodos que subsidiam a negociação contratual e viabilizam este fornecimento motivaram o presente estudo. Para tornar-se competitivo no mercado é imprescindível para o Agente Gerador fazer a verificação dos diversos riscos inerentes aos negócios no setor de energia elétrica, por afetarem diretamente os agentes envolvidos no processo contratual.

A adequada percepção destes riscos, sua inserção nos modelos de análise de investimentos de projetos, seu gerenciamento e absorção pelo mercado são tendências que devem ser seguidas para viabilizar contratos vantajosos tanto econômica quanto energeticamente, de forma a garantir a confiabilidade do fornecimento de energia a preços competitivos.

O contrato bilateral torna-se viável quando na negociação é verificada a capacidade dos Agentes em cumprir todas as suas cláusulas, como o volume de produção, fornecimento, forma de execução, prazos, local, valores e garantias pelo descumprimento contratual. Assim, a PCH busca conjugar sua disponibilidade e estrutura para fornecimento com os riscos envolvidos e a variação do preço no mercado spot.

## **1.2. Justificativa**

Os contratos bilaterais tem extrema importância para o mercado energético, por garantir o fornecimento de energia para a manutenção e expansão das atividades dependentes desta fonte de energia.

O cenário do mercado de energia influencia a decisão da PCH em efetivar contratos bilaterais e as condições para esta transação, pois com ele poderá ser compreendido quais os riscos à adesão do contrato, interpretando quais fatores poderiam facilitar ou dificultar a execução e estimar o preço de negociação do contrato.

A observação do valor praticado nas negociações no mercado spot, preço no curto prazo, atrelada a correta análise das previsões que o cenário fornece diminuirá o risco da PCH, possibilitando ganhos financeiros e melhor planejamento para alocação de seus recursos. Portanto as condições futuras do mercado são extremamente importantes para este Agente.

## **1.3. Contribuição**

As PCH's representam uma forma relativamente rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica, visando suprir a crescente demanda observada no mercado brasileiro. Considerando sua importância, o trabalho contribui para melhorar o entendimento deste mercado e colaborar com as análises dos critérios dos riscos inerentes às negociações de contratos bilaterais, isto reunido com o conhecimento do intervalo de preços praticados garantindo maior eficiência produtiva e financeira às PCH's.

## **1.4. Definições e Referências Teóricas**

O modelo vigente do setor elétrico prevê que a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes de mercado: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

BERGER (2010) expõe a diferença entre estes ambientes. A contratação no ACR é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (agente de geração, agente de comercialização ou agente de

importação, que seja habilitado em documento específico para este fim) e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Já no ACL há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia, sendo os acordos de compra e venda de energia pactuados via Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL), que são contratos de compra e venda de energia negociados livremente entre duas partes e firmados entre os agentes, sem a participação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ou da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração.

#### **1.4.1. Tipos de Contratos Bilaterais**

No atual modelo do setor elétrico, a energia é comercializada predominantemente por contratos de compra e venda como mencionado anteriormente. Todos estes contratos celebrados entre agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados no CCEE. Esses registros incluem apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços não são registrados no CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valorado ao preço de liquidação de diferenças (PLD), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema. Nesse contexto, sabe-se que o PLD caracteriza-se pela alta volatilidade e oscilações de valores, sendo assim outros tipos de contratos bilaterais passaram a ser mais valorizados. Estes possuem características mais seguras e por isso garantem maior confiabilidade, menor risco, de sofrerem com prejuízos. Podem ser classificados como:

- **CONTRATOS FORWARD:** nestes contratos os participantes negociam um preço fixo no longo prazo independentemente do preço spot. Para isso, é necessário

especificar a quantidade, a qualidade, a data de entrega ou o período do contrato (data de início e fim do fornecimento periódico), a data de pagamento após a entrega dos bens, as penalizações em caso de descumprimento de contrato e o preço a ser pago pelo bem. Assim sendo, estes contratos garantem uma receita fixa para as PCH's e uma garantia de fornecimento para os agentes compradores, mesmo quando o preço spot for favorável para uma parte, mas desfavorável para outra parte.

- **CONTRATOS FUTUROS:** este contrato surgiu como uma forma de gerenciamento dos contratos forward à exposição aos preços spot. Nele os agentes podem negociar os próprios contratos forward, fato que compreende a ação de especuladores que sem uma estrutura física para tal, compram e vendem contratos quando veem que haverá uma possibilidade de lucrar com a diminuição ou aumento dos preços no futuro. Este tipo de comercialização não existe no Brasil.
- **CONTRATOS POR OPÇÃO:** quando os participantes desejam ter certa margem de flexibilidade na entrega dos bens objeto do contrato, optam pelos contratos por opção que consistem em comercializarem uma certa quantidade do bem a um preço de exercício, porém se o preço spot for desfavorável ao preço de exercício, o participante poderá tomar a decisão de não prosseguir com o contrato. Este é dividido em duas modalidades: contrato por opção de compra (Call Option) e contrato por opção de venda (Put Option).
- **CONTRATOS ITAIPU:** com o início da reforma do setor elétrico no Brasil, houveram mudanças radicais que levaram ao estabelecimento de regras específicas com o propósito de proteger os investimentos existentes no momento em que a reforma aconteceu. O caso mais particular foi o da usina hidrelétrica de Itaipu que por ser um empreendimento Binacional entre Brasil e Paraguai, precisava manter as regras específicas que a protegeriam contra a chegada da concorrência na geração. A lei nº 5.899 de 1973, art. 3º, determinou que a totalidade da produção da usina de Itaipu brasileira e inclusive boa parte da produção paraguaia fossem usadas pelas empresas concessionárias nas cotas determinadas pelo Governo. Esta lei dava a Eletrobrás a responsabilidade da comercialização de toda a energia da usina e fazia com que Furnas e a Eletrosul assinassem contratos com Itaipu. Os contratos compulsórios das empresas distribuidoras com a Eletrobrás e suas empresas associadas sobre a energia

da usina de Itaipu ficaram conhecidas como *Contratos Itaipu* e as quantidades contratuais foram chamadas de *cotas-parte* de Itaipu.

- **CONTRATOS PROINFA:** em 2001, quando o Brasil passou por um racionamento de energia ocasionado pela preocupação de escassez energética, o governo criou o *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA*, homologado através da lei nº 10.438/2002. Este programa procurava aumentar a participação de fontes de energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN). Os contratos PROINFA são contratos bilaterais que as empresas distribuidoras devem assinar com a Eletrobras, que foi instituída como a responsável pela comercialização da energia destes produtores devidamente cadastrados no programa através da CCEE. As quantidades de energia, preços e tarifas dos contratos PROINFA, estão reguladas através da Resolução ANEEL 127/2004. Todos estes contratos funcionam da mesma maneira que os contratos forward.
- **CONTRATOS INICIAIS:** foram contratos assinados no período em que aconteceu a reforma do setor elétrico brasileiro para garantir a transição do modelo de mercado regulado para o competitivo. Tinham como objetivo fazer com que as empresas eficientes assinassem contratos com preços mais baixos que outras menos eficientes e que cobravam preços mais altos. Todos os compradores de energia foram obrigados a aceitar o mesmo conjunto de contratos de preço alto e preço baixo. Tal procedimento tornou o novo custo médio da aquisição de energia similar ao custo anterior a tais contratos, garantindo a receita dos agentes existentes durante a transição. Por esse mecanismo, os fornecedores de baixo custo não tiveram que racionar a demanda através de aumento de preços e os fornecedores de preço alto não foram imediatamente forçados a assumir o papel de produtor sobressalente, com todas as consequências econômicas resultantes. Cada contrato faz referência a um volume especificado de energia assegurada e a soma dos volumes negociados nos contratos deverá refletir o nível de energia firme do sistema. Todos os contratos de suprimento de energia elétrica existentes entre geradores e distribuidoras foram substituídos pelos Contratos Iniciais e esses novos acordos de compra de energia foram válidos para o período 1999/2006, reduzindo-se o montante contratado em 25% por ano a partir de 2003 até a sua extinção no ano de 2006, (SÁNCHEZ, 2008).

### 1.4.2. Sistema de comercialização de energia elétrica

A convenção de comercialização definiu três categorias para os Agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, que são Geração, Distribuição e Comercialização. A CCEE (2011) assim os define:

- **GERAÇÃO:** Possui características competitivas, sendo composta pelos Agentes Geradores, Produtores Independentes e Auto-Produtores que possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia. A negociação poderá ocorrer tanto no ACR (Ambiente de Comercialização Regulada) como no ACL (Ambiente de Comercialização Livre). Poderão ser classificados como:
  - 1) *Concessionários de Serviço Público de Geração:* Agente titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.
  - 2) *Produtores Independentes de Energia Elétrica:* São Agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco.
  - 3) *Auto-Produtores:* São Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.
- **DISTRIBUIÇÃO:** A atividade de distribuição é orientada para o serviço de rede e de venda de energia aos consumidores (Consumidores Cativos) com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. Com o novo modelo do sistema elétrico, os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.
- **COMERCIALIZAÇÃO:** Categoria dos Agentes Importadores que possuem autorização para realizar importações de energia elétrica para abastecer o mercado nacional. Exportadores com autorização para exportação de energia elétrica para abastecer os países vizinhos; Comercializadores que compram energia no ACL através

de contratos bilaterais e que podem vender energia aos consumidores livres, no ACL, ou aos distribuidores através dos leilões do ACR; e os Consumidores Livres que podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (geradores e comercializadores) por meio de livre negociação, atendendo aos requisitos da legislação vigente.

### **1.4.3. Agente Gerador - PCH**

Dentre os Agentes Geradores, temos as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's que são definidas como usinas hidrelétricas de pequeno porte. Segundo a Resolução nº 394 de 04/12/98 (1998) a capacidade instalada de uma PCH é superior a 1 MW e inferior a 30MW e área do reservatório inferior a 3 Km<sup>2</sup>.

Como não existem muitos empreendimentos e o investimento inicial é alto, houveram mudanças na legislação com objetivo de estimular as PCH's. As principais foram isenção da necessidade de licitação, garantia de livre acesso ao sistema de transmissão e descontos na tarifa de transmissão e distribuição. As PCH's recebem incentivos da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia por representarem uma forma de diversificar as atuais fontes de energia, diminuindo a dependência nacional de grandes usinas geradoras de energia.

As PCH's normalmente são classificadas como tendo reservatório a fio d'água. Com isso o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Assim podem ocorrer ociosidades quando há estiagem (período de seca) tornando a vazão disponível menor que a capacidade das turbinas. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, levando à passagem da água pelo vertedouro.

O custo da energia elétrica por kWh produzida pelas PCH's é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte, onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água. Entretanto, são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada (JANNUZZI, 2008, pág. 4 e 5)

Com isso, observa-se que a geração de energia ( $g$ ) da PCH é considerada uma variável aleatória, pois depende de vários fatores que interferem na sua definição. Mesmo com dados históricos como base para uma previsão dos valores de  $g$ , as características climáticas e temporais são extremamente difíceis de se prever e podem ocasionar erros de planejamento na negociação do contrato.

## **1.5. Descrição da estrutura da tese**

O trabalho está focado no grupo de Agentes Geradores proprietários de PCH ou UHE de pequeno porte despachada centralizadamente ou não que comercializam energia no ACL, na maioria classificados como Concessionários de Serviços Público de Geração e Produtores Independentes de Energia (PIE).

No capítulo 1, foi feita uma breve introdução ao panorama de negociação de contratos bilaterais de energia justificando a importância de se ter uma ferramenta computacional para auxiliar o agente vendedor tomar decisões precisas quanto à viabilidade de se negociar um bom contrato e qual o tamanho desse contrato.

O capítulo 2 apresenta a modelagem dos parâmetros da PCH para o processo de cálculo e estimação dos riscos de negociação de contratos bilaterais, além da definição dos riscos utilizados na abordagem deste trabalho.

O capítulo 3 apresenta a metodologia de como foi desenvolvido a ferramenta computacional utilizada neste trabalho, tendo como software principal o MATLAB 2007.

O capítulo 4 mostra o estudo de três casos de preços de negociação em que a PCH poderá negociar o contrato bilateral e suas diferenças quanto à análise de risco. De acordo com o resultado que a ferramenta desenvolvida proporcionará, a PCH poderá decidir qual o tamanho do contrato negociado que gerará o menor risco, caso as condições contratuais as quais ela está submetida sejam rentáveis para a negociação do contrato.

No capítulo 5 situam-se as conclusões a respeito das avaliações e no capítulo 6 as referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.

## **2 MODELO**

Participantes dos mercados de eletricidade misto, em especial as PCH's, podem negociar por meio de contratos bilaterais forward e contratos no mercado spot para liquidação da energia excedente. Ao contrário do preço spot, compromissos bilaterais oferecem uma maior previsibilidade de preço de negociação. No entanto, enquanto a PCH tiver disposta a negociar contratos bilaterais para se proteger das incertezas de preço do mercado spot, ao mesmo tempo terá de se expor ao custo de oportunidade no caso de o preço spot se apresentar superior ao preço negociado.

O modelo desenvolvido busca estudar o efeito resultante desta negociação no mercado de eletricidade onde a PCH terá a possibilidade de negociar tanto contratos bilaterais quanto contratos no mercado spot (KHATIB & GALIANA, 2007).

Diferentemente do modelo de referência citada acima, onde um sistema hidrotérmico de potência é o cenário operativo, ou seja, as variáveis aleatórias utilizadas eram o preço spot e o custo do combustível da usina termelétrica, este trabalho considera a operação de uma usina PCH e tem como variáveis aleatórias o preço spot e a disponibilidade de geração da PCH. Dessa forma, o modelo desenvolvido utiliza a combinação das funções de probabilidade dessas variáveis aleatórias para o cálculo do risco conjugado com o custo da geração baseado na quantidade de energia despachada, como será visto posteriormente. O tipo do modelo utilizado foi o de contrato financeiro, no qual é definido pelo comércio livre entre fornecedores e consumidores e atua de forma diferente em relação aos contratos físicos: no contrato físico a PCH é obrigada a gerar pelo menos a energia negociada no contrato, mesmo que o preço spot seja muito pequeno, enquanto que no contrato financeiro, a PCH não é obrigada a gerar energia para cumprir com o compromisso do contrato, considerando que o preço spot também seja pequeno.

No modelo atual do sistema elétrico, a liquidação financeira das operações referentes ao Mercado de Curto Prazo é promovida pela CCEE. Neste processo ocorrem todos os pagamentos e recebimentos, dos débitos e créditos referentes a compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo, apurados no processo de contabilização mensal.

Nas operações realizadas no âmbito da CCEE, o sistema de contabilização, e em consequência o processo de liquidação, é multilateral, isto é, as transações são realizadas sem que haja indicação de parte e contraparte. Dessa forma, ao final de um determinado período de operações, o sistema calcula qual a posição, devedora ou credora de cada Agente com relação ao Mercado de Curto Prazo, não sendo possível a identificação de pares de Agentes referentes a cada transação. A partir daí, apurada a situação do Agente, devedora ou credora, as diferenças entre o montante contratado e o consumo total são valoradas pelo Preço de Liquidação das Diferenças que irão compor os pagamentos ou recebimentos do Agente no âmbito do CCEE.

Para este trabalho, não foram consideradas as formas de penalização ou as liquidações das inadimplências ocorridas no âmbito do CCEE. Para tanto, o modelo desenvolvido utilizou-se de uma lógica simples e facilmente implementável na qual

definem-se as variáveis e equações que compõem o processo de negociação de contratos bilaterais e que são a base deste trabalho.

De acordo com KHATIB e GALIANA (2007), o contrato bilateral, seja ele considerado físico ou financeiro, é negociado normalmente com semanas ou meses de antecedência à entrega da energia e por isso estudaram-se os mais variados cenários operativos do sistema conjugando as possibilidades de acontecimento da disponibilidade de geração e dos preços spot afim de se antecipar às ações adversas através de soluções vantajosas.

Definiu-se, primeiramente, o horizonte de contrato  $nc = 12$  meses e o montante de energia constante que será objeto de negociação do contrato, ou seja, o tamanho do contrato,  $GD$ . Posteriormente, definiu-se o preço de negociação do contrato por megawatt-hora  $\$/MWh$  ao longo do horizonte de contrato,  $\pi$ .

Geralmente, o tamanho do contrato ( $GD$ ) e o preço de negociação ( $\pi$ ), poderiam ser considerados variáveis no tempo ao longo da duração do contrato. Porém, estas duas variáveis foram consideradas invariantes no tempo a fim de simularmos uma negociação que possa ser implementada de forma simplificada e independente.

Como foi dito anteriormente, foi necessário estudar uma grande variedade de cenários operativos, e por isso conjugaram-se as possibilidades de disponibilidade geração e preços spot sendo cada elemento um cenário específico de acontecimento. Com isso, as variáveis aleatórias consideradas neste trabalho foram as seguintes: a disponibilidade de geração da usina PCH, ( $gmax^t$ ) e o preço spot ( $\lambda^t$ ). Cada uma delas podem ser consideradas variáveis aleatórias com uma função densidade de probabilidade discreta ( $pdf$ ) definidas ao longo do tempo de contrato.

Definimos a função densidade de probabilidade como sendo normal e tem o perfil genérico como a ilustrada na figura 1:

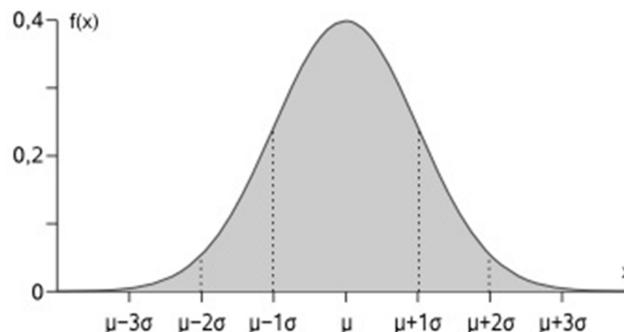


Figura 1 - Gráfico da função densidade de probabilidade genérica (pdf)

De acordo com a figura 1, o eixo  $f(x) = Prob(x)$  é a função densidade de probabilidade de ocorrência dos preços spot ou das disponibilidades de gerações, em %, e o eixo  $x$  é definido como os valores de preços spot e disponibilidade de geração,  $\lambda^t$  e  $gmax^t$ , respectivamente. Os valores médios dos preços e de disponibilidade de geração considerados foram:  $\mu_\lambda = 28\$/MWh$  e  $\mu_{gmax} = 20MW$ . Os valores mínimos e máximos foram:

- limites do preço spot:  $\lambda^t = [22; 34]$ ,  $\$/MWh$ ;
- limites das disponibilidades de geração:  $gmax^t = [10; 30]$ ,  $MW$ ;

Com estes valores, pôde-se variar os perfis de probabilidade, tanto dos preços spot quanto o da disponibilidade de geração, para avaliarmos os diversos estudos de casos encontrados no capítulo 4.

## 2.1 Abordagem para avaliação

Considerando a capacidade máxima de geração do gerador,  $gmax_{max}^t$ , e a função de custo  $C(g^t)$  associado à geração elétrica, utilizada neste trabalho é semelhante ao apresentado por (WOOD & WOLLEMBERG, 1996) e foi a seguinte:

$$C(g^t) = c_{fix} + a \cdot g^t + 0,5 \cdot b \cdot (g^t)^2 \quad (1)$$

Onde,  $g^t$  é a potência gerada pela PCH, no instante  $t$ ;  $c_{fix}$  é o custo fixo de geração desta potência;  $a$  é o custo marginal de operação da PCH e  $b$  é o parâmetro de ajuste à curva quadrática de custos de geração. Os parâmetros  $c_{fix}$ ,  $a$  e  $b$  da equação (1) devem ser convenientemente ajustados pelo agente gerador para representar o custo das PCH's. Esta forma de representação apresentada em (1) pode ser considerada uma forma genérica de cálculo de custo tanto de usinas hidrelétricas como termelétricas, portanto, pode-se utilizar esta equação (1) como sendo a função custo de operação da PCH aproximada ajustando o parâmetro  $b$  para valores bem pequenos.

O gerador precisa decidir se aceita ou não assinar o contrato bilateral GD a um preço,  $\pi$  fixo considerando que a cada intervalo de tempo  $t = (1, \dots, 12)$ , o gerador pode vender energia baseado no preço spot ( $\lambda$ ) através do mercado de curto-prazo. No tempo  $t$ ,

considerando a incerteza de  $\lambda$ , a quantidade vendida no mercado spot, depende se o contrato for físico ou financeiro, como mostrado abaixo:

- Despacho de energia considerando o contrato físico: neste caso o gerador é obrigado a gerar energia para cumprir com o contrato negociado, ou seja, o nível de  $GD$  impõe uma forte restrição no limite inferior do intervalo de geração:

$$GD \leq g^t \leq gmax; \forall t. \quad (2)$$

O despacho da PCH no momento da negociação para o contrato físico é denotado por  $g_{phy}^t(\lambda^t, g^t, GD)$ . Se o custo incremental tem a forma de  $a + b \cdot g^t$ , onde  $a$  é o custo marginal de operação da PCH e  $b$  é o parâmetro de ajuste à curva quadrática de custos de geração, temos:

$$g_{phy}^t(\lambda^t, g^t, GD) = \begin{cases} gmax, & se \lambda^t > a + b \cdot gmax \\ \frac{\lambda^t - a}{b}, & se a < \lambda^t \leq a + b \cdot gmax \\ GD, & se \lambda^t \leq a \end{cases} \quad (3)$$

- Despacho de energia considerando o contrato financeiro: neste caso o gerador não é obrigado a gerar energia para cumprir com o negociado no contrato, ou seja, não impõe condições mínimas de geração:

$$0 \leq g^t \leq gmax; \forall t. \quad (4)$$

O despacho da PCH no momento da negociação para o contrato financeiro é denotado por  $g_{fin}^t(\lambda^t, g^t)$ . Se o custo incremental tem a forma de  $a + b \cdot g^t$ , onde  $a$  é o custo marginal de operação da PCH e  $b$  é o parâmetro de ajuste à curva quadrática de custos de geração, temos:

$$g_{fin}^t(\lambda^t, g^t) = \begin{cases} gmax, & se \lambda^t > a + b \cdot gmax \\ \frac{\lambda^t - a}{b}, & se a < \lambda^t \leq a + b \cdot gmax \\ 0, & se \lambda^t \leq a \end{cases} \quad (5)$$

Sendo assim, definiremos a receita ganha pela PCH considerando, primeiramente, o contrato físico que consiste na receita que ele ganha vendendo no mercado spot mais a receita que ele ganha com o contrato bilateral,  $GD$ , menos o que ele gasta com a geração,  $C(g^t)$ .

$$pr_{phy}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi, GD) = \sum_{t=1}^{nc} \left( \lambda^t \left( g_{phy}^t(\lambda^t, \underline{g}, GD) - GD \right) + \pi \cdot GD \right) - \sum_{t=1}^{nc} C \left( g_{phy}^t(\lambda^t, \underline{g}, GD) \right). \quad (6)$$

Agora, definimos o lucro considerando o contrato financeiro que consiste na receita ganha pela PCH vendendo energia no mercado spot mais a compensação da carga pela diferença entre preço spot e o preço do contrato bilateral, menos o custo da geração,  $C(g^t)$ .

$$pr_{fin}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi, GD) = \sum_{t=1}^{nc} \left( \lambda^t g_{fin}^t(\lambda^t, \underline{g}) + (\pi - \lambda^t)GD \right) - \sum_{t=1}^{nc} C \left( g_{fin}^t(\lambda^t, \underline{g}) \right). \\ = \sum_{t=1}^{nc} \left( \lambda^t \left( g_{fin}^t(\lambda^t, \underline{g}) - GD \right) + \pi \cdot GD \right) - \sum_{t=1}^{nc} C \left( g_{fin}^t(\lambda^t, \underline{g}) \right). \quad (7)$$

Observe que a segunda expressão para o lucro da PCH considerando contratos financeiros, equação (7), tem a mesma forma que o lucro da PCH considerando contratos físicos, equação (6). A diferença está na forma como a energia é despachada,  $g^t$ . Para alguns intervalos de tempo, o lucro devido ao componente spot,  $\lambda^t \left( g_{fin}^t(\lambda^t, \underline{g}) - GD \right)$  pode assumir valores negativos, valores esses que não ocorrem no cálculo do lucro considerando contratos físicos, equação (6).

Além do cálculo destes lucros, necessitaremos do lucro ideal que a PCH pode ganhar. Este lucro é o máximo que ele alcança ajustando seu valor do contrato bilateral,  $GD$ , supondo que as variáveis aleatórias,  $gmax^t$  e  $\lambda^t$ , sejam perfeitamente previstas e conhecidas no momento da assinatura do contrato.

Chamando-se o lucro ideal ganho pela PCH, seja ele físico ou financeiro, por  $pr_{max}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi, GD)$ , ele pode ser calculado numericamente, para qualquer  $\underline{\lambda}$  e  $\underline{g}$ , a partir da seguinte equação:

$$pr_{max}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi) = \begin{cases} \max \{pr^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi, GD)\} \\ S. A. \quad 0 \leq GD \leq GD^{max} \end{cases} \quad (8)$$

No cálculo do lucro ideal pela equação (8), o preço do contrato  $\pi$  é o preço de negociação da energia gerada pela PCH vendida exclusivamente para o contrato  $GD$ .

## 2.2 Parâmetros de incerteza

Como foi visto no item 2.1, os parâmetros de incerteza considerados neste trabalho foram a disponibilidade de geração por parte da PCH,  $gmax^t$ , e o preço spot,  $\lambda^t$ . Para efetuarmos nossas análises de estudo de caso, consideramos o intervalo de disponibilidade de geração mais prováveis,  $gmax^t = \{10, 15, 20, 25, 30\}$ , usando uma discretização de 5 MW. Visto esse intervalo de  $gmax^t$ , identificaram-se os valores da função densidade de probabilidade para cada valor de  $gmax^t$ , considerando cenários de geração mais favoráveis e menos favoráveis, isto é, os dados de probabilidade para cenários mais favoráveis foram observados num período de maior quantidade de água nos reservatórios da PCH e os dados de probabilidade para cenários menos favoráveis observados num período de menor quantidade de água nos reservatórios.

Do mesmo modo, para o preço spot,  $\lambda^t$ , consideramos o intervalo do preço spot mais prováveis, como:  $\lambda^t = \{22, 25, 28, 31, 34\}$ , usando uma discretização de 3\$/MWh. Com este intervalo, foram identificados os valores da função densidade de probabilidade para cada valor de  $\lambda^t$ , considerando cenários de preço spot mais favoráveis para o preço spot máximo, observados nos períodos de menor hidraulicidade, e mais favoráveis para o preço spot mínimo, nas quais são analisados separadamente em cada estudo de caso.

Como será visto no capítulo 4, para cada estudo de caso abordado, foi utilizado um tipo de cenário de disponibilidade de geração e preço spot. Com base nestes dados, foram feitas combinações de perfil de preço spot e perfil de disponibilidade de geração formando vários cenários operativos da PCH. Esta combinação foi determinada pela distribuição conjunta de cada perfil acontecer simultaneamente.

Assim como foi visto no início do capítulo, a distribuição de probabilidade das variáveis aleatórias consideradas,  $x = \lambda^t$  e  $y = gmax^t$ , foi a normal, figura 1. Então, a distribuição conjunta será regida pela seguinte equação (MONTGOMERY&RUNGER, 2009):

$$f(x, y) = Prob(x, y) = \left( \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left( \frac{x - \mu_x}{\sigma_x} \right)^2} \right) \left( \frac{1}{\sigma_y \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left( \frac{y - \mu_y}{\sigma_y} \right)^2} \right) \quad (9)$$

Onde  $\mu$  é a média e  $\sigma$  é a variância dos intervalos das respectivas variáveis aleatórias.

Da equação (9), vemos que a distribuição conjunta das variáveis aleatórias nada mais é do que a multiplicação das duas probabilidades marginais. Logo, para cada caso estudado foi montado uma tabela de acordo com a equação (9) com todas as combinações de perfil de preço spot e disponibilidade de geração da PCH.

## 2.3 Riscos do Gerador

Os riscos do gerador ao iniciar uma negociação bilateral podem ser medidos de várias maneiras. Examinaremos dois tipos: risco do gerador baseado no arrependimento e risco do gerador baseado no desvio da média.

- *Risco do Gerador Baseado no Arrependimento* ( $\mathfrak{R}_{rgt}^g$ ): A diferença entre o lucro ideal  $pr_{max}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi)$  e o lucro real  $pr_{fin}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi, GD)$  define o arrependimento. O risco do gerador é definido como a probabilidade de que essa diferença exceda um valor de tolerância ao risco,  $\rho^g$ , vezes o valor absoluto do lucro ideal  $\left| pr_{max}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi) \right|$ , como é mostrado na equação (10).

$$\mathfrak{R}_{rgt}^g(\pi, GD) = Prob \left\{ pr_{max}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi) - pr^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi, GD) \geq \rho^g \left| pr_{max}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi) \right| \right\} \quad (10)$$

- *Risco do Gerador Baseado no Desvio da Média* ( $\mathfrak{R}_{dis}^g$ ): Este risco é definido como a probabilidade que o lucro se desviará do seu valor médio, por uma quantidade acima do tolerável:

$$\mathfrak{R}_{dis}^g(\pi, GD) = Prob \left\{ m^g(\pi, GD) - pr^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi, GD) \geq \rho^g |m^g(\pi, GD)| \right\} \quad (11)$$

Onde,  $m^g$  é a média do lucro registrado considerando todo o tamanho do contrato,  $GD$ .

Baseado nestas definições de risco do gerador, procedemos com os estudos de caso definidos no capítulo 4. Feitas as análises, comparou-se os resultados obtidos com o risco baseado no arrependimento e baseado no desvio da média observando que dependendo do tipo do risco, a PCH poderá tomar decisões completamente diferentes.

### 3 METODOLOGIA

O trabalho utiliza dados de preço spot,  $\lambda^t$ , disponibilidade de geração,  $gmax^t$ , preço de negociação,  $\pi$ , e tamanho do contrato,  $GD$ . Com esses dados, os agentes definem o início e o final do contrato, ou seja, definem o período do contrato que neste caso foi de ou doze meses,  $nc$ .

O processo de negociação do contrato inicia-se com a PCH propondo um preço de contrato que atenda a sua avaliação de risco dentro do seu intervalo de  $GD$  considerado aceitável. Este preço representa um compromisso que o agente concretiza desejando o seu máximo lucro de acordo com o seu critério de risco.

Em contrapartida, o agente comprador que recebeu a proposta analisa seu próprio risco e identifica os seus limites aceitáveis de  $GD$ .

Portanto, se um dos agentes não concordar com as propostas feitas, as condições contratuais são refeitas e propostas novamente, e assim sucessivamente.

O processo descrito acima é apresentado através do fluxograma da figura 2, e foi implementado computacionalmente neste trabalho, da seguinte forma:

- 1) Primeiramente é especificado o preço de negociação,  $\pi$ , proposto para o consumidor, além da tolerância ao risco,  $\rho$ ;
- 2) Feito isso, as variáveis aleatórias ( $\lambda^t, gmax^t$ ) foram divididas em perfis discretos e através dos seus respectivos pdf's identificaram-se as probabilidades para cada perfil das variáveis,  $Prob(\lambda_k^t, gmax_k^t)$ .

Considerando todo o intervalo de tempo do contrato,  $nc$ , os perfis de preços spot e seus respectivos perfis de probabilidade são mostrados pelas equações (12) e (13):

$$\underline{\lambda}(t, n) = \begin{bmatrix} \lambda_1^{t1} & \lambda_1^{t2} & & \lambda_1^{nc} \\ \lambda_2^{t1} & \lambda_2^{t2} & & \lambda_2^{nc} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \lambda_{np}^{t1} & \lambda_{np}^{t1} & & \lambda_{np}^{nc} \end{bmatrix}_{nc \times np} \quad (12)$$

$$\underline{MPP}(t, n) = \begin{bmatrix} MPP_1^{t1} & MPP_1^{t2} & & MPP_1^{nc} \\ MPP_2^{t1} & MPP_2^{t2} & & MPP_2^{nc} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ MPP_{np}^{t1} & MPP_{np}^{t2} & & MPP_{np}^{nc} \end{bmatrix}_{nc \times np} \quad (13)$$

Onde  $np$  é o número de perfis utilizados,  $nc$  é o intervalo de tempo do contrato e  $MPP$  é a matriz de probabilidades dos perfis de preços spot para todo o período do contrato.

Sendo  $\lambda^t$ , o valor do preço spot no instante  $t$ , então  $\lambda^t = \begin{bmatrix} \lambda_1^t \\ \lambda_2^t \\ \dots \\ \lambda_{np}^t \end{bmatrix}$ , que foi considerado

o mesmo para todo o período do contrato.

Do mesmo modo, os perfis de disponibilidade de geração e seus respectivos perfis de probabilidade são mostrados nas equações (14) e (15):

$$\underline{gmax}(t, n) = \begin{bmatrix} gmax_1^{t1} & gmax_1^{t2} & & gmax_1^{nc} \\ gmax_2^{t1} & gmax_2^{t2} & & gmax_2^{nc} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ gmax_{np}^{t1} & gmax_{np}^{t2} & & gmax_{np}^{nc} \end{bmatrix}_{nc \times np} \quad (14)$$

$$\underline{MPG}(t, n) = \begin{bmatrix} MPG_1^{t1} & MPG_1^{t2} & & MPG_1^{nc} \\ MPG_2^{t1} & MPG_2^{t2} & & MPG_2^{nc} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ MPG_{np}^{t1} & MPG_{np}^{t2} & & MPG_{np}^{nc} \end{bmatrix}_{nc \times np} \quad (15)$$

Onde  $MPG$  é a matriz de probabilidades dos perfis de disponibilidade de geração para todo o período do contrato.

Sendo  $gmax^t$ , o valor da disponibilidade de geração no instante  $t$ , então  $gmax^t = \begin{bmatrix} gmax_1^t \\ gmax_2^t \\ \dots \\ gmax_{np}^t \end{bmatrix}$ , que também foram considerados iguais durante todo o intervalo de tempo do contrato,  $nc$ .

A partir daí, com os dados de  $\lambda^t$ ,  $gmax^t$ ,  $MPP(t)$  e  $MPG(t)$  pode-se identificar a probabilidade conjunta entre os perfis de preço e geração, fazendo:

$$Prob(\lambda_k^t, gmax_k^t) = MPP(t, n) \times MPG(t, n) \quad (16)$$

- 3) Então, definido o tamanho do contrato,  $GD$ , no ato da negociação, divide-se  $GD = [0, GD^{max}]$  em valores discretos para que se possa analisar cada possibilidade de contrato.
- 4) Para cada valor discreto das variáveis aleatórias  $(\lambda^t, gmax^t)$ , calcula-se através das equações (6) e (7) o lucro máximo para todos os valores de  $GD$ , ou seja, para cada valor de  $\lambda^t$  e  $gmax^t$  calcula-se o lucro máximo considerando todo o tamanho do contrato,  $GD$ , obtendo-se  $pr_{max}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi)$ .
- 5) Logo após, calcula-se o lucro real  $pr_{fin}^g(\underline{\lambda}, \underline{g}, \pi, GD)$ , a partir da equação (6), fixando-se cada valor discreto de  $GD$ , e variando-se os valores de  $\lambda^t$  e  $gmax^t$ .
- 6) De posse dos valores de lucro real e lucro máximo, calcula-se o risco do gerador pela somatória das probabilidades para todos os cenários de preço spot e disponibilidade de geração,  $Prob(\lambda_k^t, gmax_k^t)$ , caso as condições mostradas pelas equações (10) e (11) sejam satisfeitas.

E finalmente, identificam-se as faixas de contrato nas quais se desejam o mínimo risco e máximo lucro.

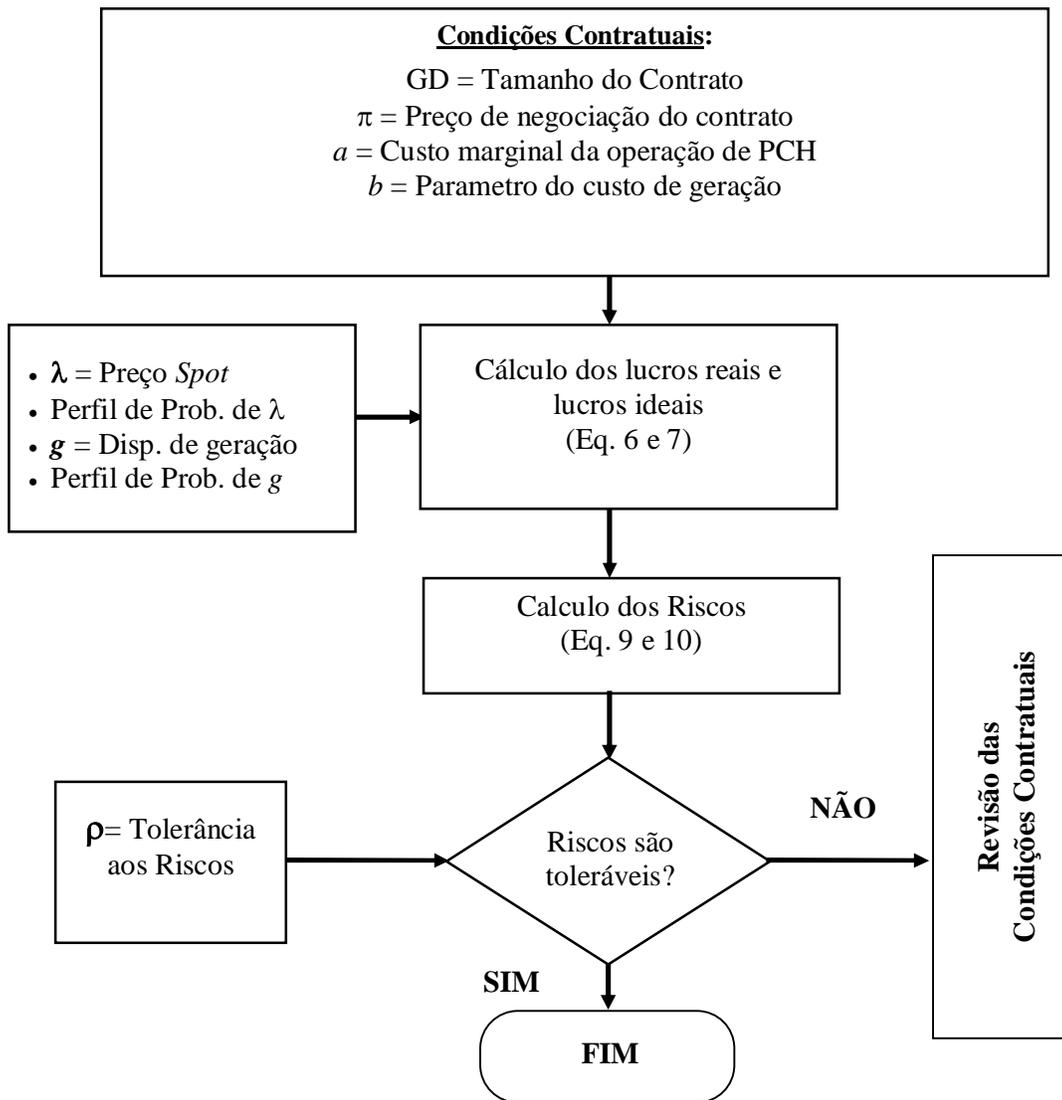


Figura 2 – Fluxograma do modelo proposto.  
Fonte: Elaboração Própria.

## 4 ESTUDO DE CASOS

Os estudos deste trabalho foram realizados com dados referentes aos perfis de preços spot ( $\lambda^t$ ) ao longo do horizonte de contrato e considerando a capacidade máxima de geração ( $g_{max}$ ) de uma pequena central hidrelétrica genérica (PCH). Estas duas variáveis são consideradas variáveis aleatórias e cada uma possui sua função densidade de probabilidade (*pdf*) onde a incerteza de cada variável será avaliada em casos distintos e comparados afim de concluir qual o impacto de cada variável aleatória na decisão do melhor contrato. Elas podem ser obtidas a partir de um universo de amostras do histórico de medições na qual obtém-se sua frequência e sua função densidade de probabilidade por diversos métodos, como o método de Monte Carlo, apresentado em (SÁNCHEZ, 2008) ou utilizando-se de ferramentas disponíveis no programa MATLAB através da função “pdf”.

Para se iniciar a negociação do contrato, o preço inicial de venda de energia ( $\pi$ ) e a tolerância ao risco ( $\rho$ ) são avaliados e serão características importantes na tomada de decisão para a negociação do melhor contrato porque analisaremos desde um preço considerado baixo até um preço alto. Além disso, o tamanho do contrato é definido ( $GD$ ) e será um parâmetro importante no processo de negociação, já que dependendo de  $GD$ , o gerador terá uma maximização do lucro ou não, e deverá decidir qual tamanho de contrato será melhor opção para não ultrapassar sua tolerância ao risco. Outro parâmetro muito importante utilizado neste trabalho é a tolerância ao risco do gerador. Nos estudos de casos 1, 2 e 3 foram considerados um valor de  $\rho = 10\%$ , porém, no estudo de caso 4, utilizou-se um valor de  $\rho = 25\%$ , que corresponde a uma tolerância normalmente utilizada em casos reais. O período de duração do contrato foi considerado de 12 meses.

O custo associado à geração, como foi dito anteriormente, é calculado de acordo com a equação (1). Além disso, supôs-se algumas simplificações no tipo de contrato e o grau de incerteza das variáveis aleatórias. No caso do tipo de contrato, foi considerado o contrato do tipo financeiro, onde o lucro da geração é proveniente da receita que a PCH ganha vendendo no mercado spot mais a compensação da carga pela diferença entre preço spot e o preço do contrato bilateral.

A incerteza do preço spot é considerada constante durante todo o período do contrato assinado, como mostrado em (13). Ou seja, ele possui a mesma densidade de probabilidade a cada instante analisado. Enquanto que o custo da geração de energia é considerado apenas em função da quantidade de energia despachada ( $g^t$ ).

A PCH tem como capacidade mínima de geração 10 MW e uma capacidade máxima de 30 MW, o que refletirá no montante de potência que a PCH poderá entregar, ou seja, o tamanho do contrato que ele poderá assinar, podendo atingir  $GD = 30MW$ .

O intervalo de preços spot utilizados seguem os valores observados em (KHATIB & GALIANA, 2007) cotados em dólares. No entanto, uma mudança de escala é requerida para utilizar os valores de preços spot de mercado comumente utilizados no sistema brasileiro. Os valores utilizados neste trabalho variam entre  $\lambda^t = [22; 34]$ , \$/MWh, se substituirmos por valores maiores, mudaremos os valores de risco apenas em escala, ou seja, isto não influencia nos resultados obtidos pelo modelo no cálculo do risco.

#### 4.1 Estudo do Caso 1 (Caso Base)

Iniciaram-se os estudos considerando como caso base os parâmetros de preço spot e disponibilidade de geração, respectivamente:  $\lambda_{min} = 22 \$/MWh$  até  $\lambda_{max} = 34 \$/MWh$ ,  $g_{min} = 10MW$  até  $g_{max} = 30MW$  e suas respectivas pdf's que são mostradas na tabela 01. Esta primeira tabela mostra que a maior probabilidade de preço, 47%, aconteceu com o preço spot de 34(\$/MWh) e a maior probabilidade de geração, 60%, aconteceu com a geração de 30MW. Isto quer dizer que a PCH tem grandes chances de despachar sua capacidade máxima de geração e sua incerteza diminui com despachos de grande potência. Disto resulta que a PCH terá condições de atender a demanda de potência do contrato e o mercado spot sem precisar complementar com potência de terceiros por meio de outros contratos.

Tabela 1 – CASO BASE: Dados probabilísticos de preços e disponibilidade de geração no horizonte do contrato

Perfil	Preço(\$/MWh)	Prob.(%)	Perfil	Geração (MW)	Prob.(%)
1	22	5	1	10	5
2	25	10	2	15	8
3	28	15	3	20	11
4	31	15	4	25	12
5	34	47	5	30	60

Fonte: Elaboração Própria.

Com base nestes valores de preço spot e geração, observa-se a possibilidade de combinarmos os eventos entre cada perfil de preço por cada perfil de disponibilidade de geração. Por exemplo, no momento da negociação do contrato as condições de preço spot e condições hidrológicas previstas poderão definir a incerteza associada a cada valor de

preço spot e cada valor de disponibilidade de geração. Sendo assim, poderá acontecer uma combinação do perfil de preço 1 com o perfil de geração 4, ou seja, pouca probabilidade de acontecer o preço baixo e uma probabilidade razoável de acontecer uma geração mediana. Portanto, o resultado desta combinação de preço e disponibilidade de geração é uma probabilidade conjunta, na qual revela a chance de cada combinação acontecer no momento da assinatura. Por isso a necessidade de realizarmos todas as combinações de preço por disponibilidade de geração possíveis para que seja analisado desde o evento com probabilidade mínima até o evento com probabilidade máxima. E assim é feito para todos os demais eventos totalizando 25 possibilidades ao final da análise, como mostrado na tabela 2.

Tabela 2 – Relação de probabilidades conjuntas de perfis de preço e disponibilidade de geração ao longo do contrato para o CASO Base

Probabilidades conjuntas de preço e disponibilidade de geração no horizonte de contrato			Perfil de preços (\$ / MWh)				
			1	2	3	4	5
			\$ 22,00	\$ 25,00	\$ 28,00	\$ 31,00	\$ 34,00
Perfil de disponibilidade de geração (MW)	1	10	0,25%	0,50%	0,75%	0,75%	2,35%
	2	15	0,40%	0,80%	1,20%	1,20%	3,76%
	3	20	0,55%	1,10%	1,65%	1,65%	5,17%
	4	25	0,60%	1,20%	1,80%	1,80%	5,64%
	5	30	3,00%	6,00%	9,00%	9,00%	28,20%

Fonte: Elaboração Própria.

E assim pode-se ver que para cada combinação existe uma probabilidade associada, equação (16), que será avaliada com o cálculo do seu respectivo lucro. Se este lucro juntamente com o lucro máximo atender a condição mostrada em (10) ou (11), então este será somado à probabilidade da próxima análise com outra combinação de preço e geração, e assim sucessivamente até a combinação final de  $\lambda_{max}$  e  $g_{max}$ .

Feito isso, variaram-se os preços de negociação ( $\pi$ ) em três etapas, sendo eles nos valores de  $\pi_1 = 26/MWh$ ,  $\pi_2 = 30/MWh$  e  $\pi_3 = 50/MWh$  que podem ser avaliados como preço baixo, preço médio e preço alto. Para cada preço negociado teremos como resultado um gráfico do Risco em função do tamanho do contrato, GD. Assim a PCH poderá decidir a partir de qual potência o contrato será mais rentável com o risco aceitável de  $\rho = 10\%$  ou se o contrato nas bases negociadas será inaceitável.

O resultado do risco foi calculado com base no risco de Arrependimento, como apresentado em (10) e com base no risco referente ao Desvio da Média, como apresentado em (11).

Para o preço de negociação de  $\pi_1 = 26\$/MWh$  tem-se o seguinte resultado:

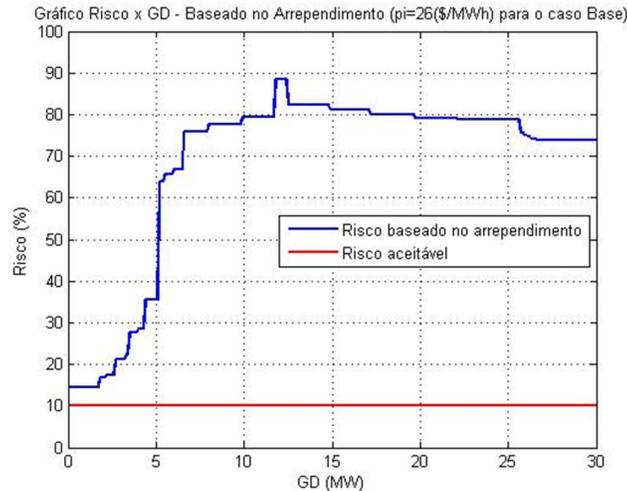


Figura 3 – Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO Base  
Fonte: Elaboração Própria.

Como pode ser observado na figura 3, a PCH não terá disposição para negociar contratos a este nível de preço. Observa-se também que o risco para contratos pequenos, menores que 5 MW, sofre uma queda e alcança o valor de aproximadamente 15%.

Devido ao preço negociado ser menor que o preço spot mais provável, a PCH decidirá por negociar maior parte de sua energia no mercado spot.

Neste caso Base, o preço baixo provoca um ganho de lucro baixo com o contrato bilateral, então de acordo com a definição de risco baseado no arrependimento, o lucro ficará muito aquém do lucro máximo, logo, o risco de se assinar um contrato bilateral nestas condições será alto, ou seja, terá uma maior probabilidade de se arrepender.

Um segundo resultado é analisado e corresponde à análise do risco baseado no desvio da média, como é mostrado na figura 4.

Neste caso o contrato não será assinado de forma nenhuma, pois observa-se que o risco permanece muito acima da sua tolerância ao risco para todos os valores de GD possíveis. Isto quer dizer que de acordo com a definição de risco baseado no desvio da média, para todo o GD que a PCH poderá fornecer, o lucro associado por GD estará aquém do lucro médio calculado considerando o preço baixo de  $\pi_1 = 26\$/MWh$ .

Pode ser observado neste caso Base que com as probabilidades altas de evento máximo acontecer, ou seja,  $\lambda_{max} = 34 \$/MWh$ ,  $g_{max} = 30MW$ , o risco de se negociar um contrato bilateral a preço de negociação baixo  $\pi_1 = 26\$/MWh$ , é muito alto e não compensará tal acordo.

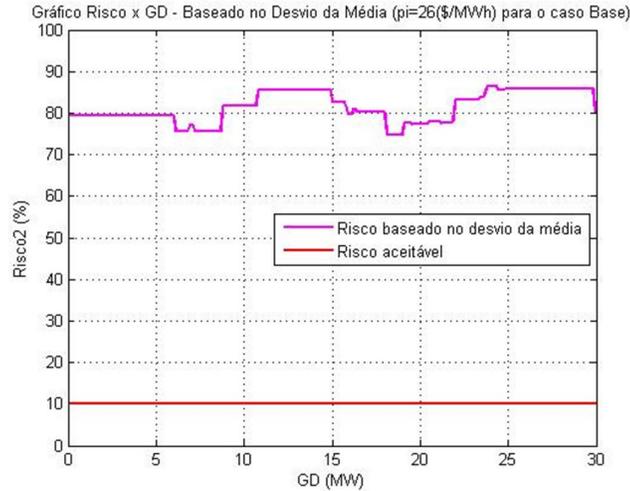


Figura 4 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO Base  
Fonte: Elaboração Própria.

Visto que para um preço  $\pi_1 = 26\$/MWh$  o contrato bilateral não será conveniente para a PCH, analisaram-se os riscos para um contrato negociado com o preço de  $\pi_2 = 30\$/MWh$  e obteve-se o seguinte gráfico de risco baseado no arrependimento:

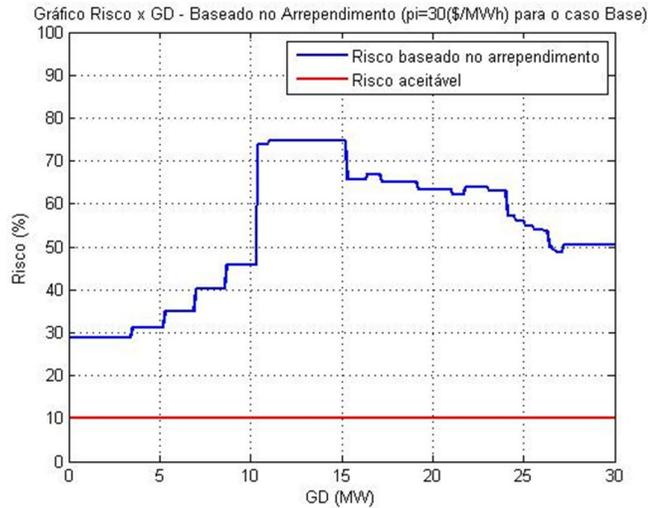


Figura 5 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO Base  
Fonte: Elaboração Própria.

De acordo com a figura 5, a PCH poderá optar por não assinar o contrato pelo fato de estar sujeita a se arrepender por qualquer valor de contrato que ela for assinar. Pode-se reparar que o risco de se assinar um contrato pequeno aumentou para aproximadamente 30% e ainda permanece fora do limite de tolerância ao risco de 10%.

Nesta situação, o preço de negociação  $\pi_2 = 30\$/MWh$  está dentro do universo amostral do preço spot  $\lambda$  e próximo do valor máximo de  $\lambda_{max} = 34\$/MWh$ , porém ainda é menor que este valor máximo. Por isso o gráfico da figura 5 tende a diminuir o risco para contratos de grande porte, mas apresentando um risco consideravelmente maior que o tolerável.

Para o preço negociado de  $\pi_2 = 30\$/MWh$ , o resultado do risco baseado no desvio da média será:

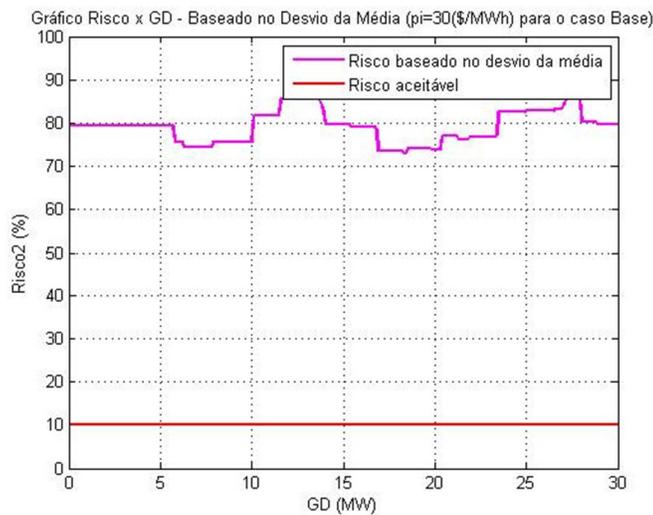


Figura 6 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO Base  
Fonte: Elaboração Própria.

A figura 6 nos mostra que a PCH terá um risco altíssimo de assinar um contrato nestas condições Base, visto que mesmo com o aumento do preço negociado em relação ao caso da figura 4, os lucros relacionados aos valores de GD ainda permanecem distantes dos valores médios dos lucros.

Depois disso, analisou-se o modelo para um preço de negociação de  $\pi_3 = 50\$/MWh$ . O resultado para o risco baseado no arrependimento é mostrado na figura 7.

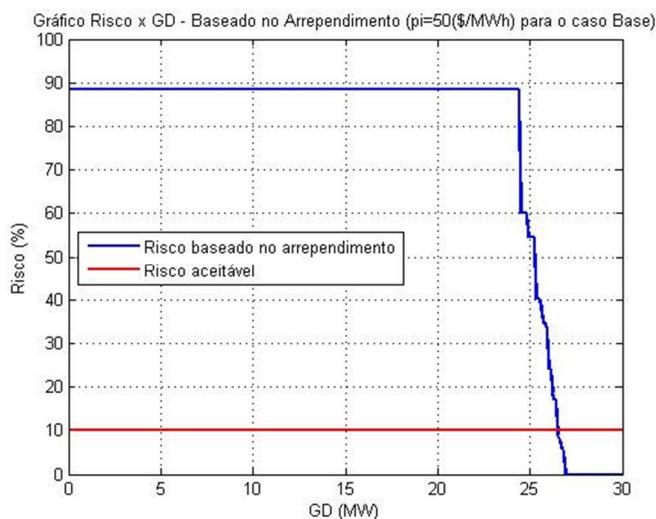


Figura 7 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO Base  
 Fonte: Elaboração Própria.

A figura 7 nos mostra que para um preço negociado de  $\pi_3 = 50\$/MWh$ , a PCH poderá assinar um contrato sem impedimentos fornecendo uma potência de mais de 26MW, ou seja, a PCH poderá fornecer desde a potência de 26MW até o seu máximo de 30MW resultando em um lucro muito próximo do lucro máximo que ela pode ganhar. Porém, se ela optar por fornecer menos de 26MW, poderá se arrepender pois o preço spot está num nível abaixo do preço negociado e mesmo que a PCH lucre com a venda no mercado spot, este lucro estará longe de alcançar o lucro máximo, fato que pode ser verificado caso a PCH assine o contrato fornecendo a potência acima de 26MW. Mesmo assim, ela tem uma flexibilidade de fornecimento de 4MW e tem a opção de vender esta potência no mercado spot. Observa-se que este preço negociado está acima do máximo preço spot, logo, a PCH estará mais disposta a assinar o contrato bilateral a se arriscar a negociar no mercado spot.

Considerando ainda o preço de  $\pi_3 = 50\$/MWh$ , analisou-se também o risco baseado no desvio da média, como mostrado na figura 8.

Como pode ser observado na figura 8, o risco de se assinar um contrato abaixo de 29MW ultrapassa o limite de risco aceitável proposto pela PCH, logo o agente priorizará a venda de energia no mercado spot. Porém, fica disposto a assinar contratos acima de 29MW onde terá a margem de lucro mais próxima do lucro médio.

Na análise deste risco, verifica-se que existe uma flexibilidade menor de faixa de contrato que a PCH pode assinar comparado à análise, com os mesmos parâmetros, do risco baseado no arrependimento.

Entretanto, na análise dos dois riscos podem-se observar que tendem ao fechamento do negócio para contratos grandes, ou seja, fornecer a máxima potência que a PCH pode gerar.



Figura 8 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO Base  
Fonte: Elaboração Própria.

## 4.2 Estudo de Caso 2

Neste caso, os parâmetros de preços spot,  $\lambda_{min}$ ,  $\lambda_{max}$  e os parâmetros de geração  $g_{min}$ ,  $g_{max}$  foram mantidos inalterados em relação ao caso Base, porém a pdf correspondente ao perfil de geração foi alterada, conforme a tabela 3.

Nesta tabela, verifica-se que a maior probabilidade de preço, 47%, permaneceu para o preço spot de  $34\$/MWh$ . Porém, a maior probabilidade de geração, 60%, foi identificada para a geração de 15MW. Ou seja, a PCH tem grandes chances de despachar uma pequena quantidade de potência, além disso, a incerteza na geração aumenta a medida que a potência aumenta.

Tabela 3 - CASO 2: Dados probabilísticos de preços e disponibilidade de geração no horizonte do contrato

Perfil	Preço(\$/MWh)	Prob.(%)	Perfil	Geração (MW)	Prob.(%)
1	22	5	1	10	5
2	25	10	2	15	60
3	28	15	3	20	11
4	31	15	4	25	12
5	34	47	5	30	8

Fonte: Elaboração Própria.

Visto isso, a PCH provavelmente passará por dificuldades para cumprir com o compromisso considerando grandes contratos, necessitando de uma outra fonte de geração para suprir com sua deficiência de energia. Neste caso, poderemos observar da análise de risco baseado no arrependimento que para preços de negociação baixos não haverá grandes mudanças em comparação ao caso Base, figura 3, porém se o preço negociado é alto a PCH poderá assinar contratos grandes, contudo, mesmo não tendo capacidade de geração suficiente para suprir a demanda, o preço negociado é alto o bastante para que a PCH possa comprar energia de outra fonte diferente e mesmo assim tornar o contrato rentável.

De acordo com a tabela 3, montou-se outra tabela de combinações possíveis entre cada perfil de preço spot com cada perfil de geração, como mostrado na tabela 4.

Tabela 4 - Relação de probabilidades conjuntas de perfis de preço e disponibilidade de geração ao longo do contrato para o CASO2

Probabilidades conjuntas de preço e disponibilidade de geração no horizonte de contrato			Perfil de preços (\$ / MWh)				
			1	2	3	4	5
			\$ 22,00	\$ 25,00	\$ 28,00	\$ 31,00	\$ 34,00
Perfil de disponibilidade de geração (MW)	1	10	0,25%	0,50%	0,75%	0,75%	2,35%
	2	15	3,00%	6,00%	9,00%	9,00%	28,2%
	3	20	0,55%	1,10%	1,65%	1,65%	5,17%
	4	25	0,60%	1,20%	1,80%	1,80%	5,64%
	5	30	0,40%	0,80%	1,20%	1,20%	3,76%

Fonte: Elaboração Própria.

Assim como visto na tabela 2 para o caso Base, para cada combinação de preço spot e disponibilidade de geração existe uma probabilidade associada, que neste caso será mais acentuado para o preço *spot*,  $\lambda_{max} = 34\$/MWh$  e geração,  $g = 15MW$ , totalizando uma probabilidade conjunta de 28,20%, diferentemente do caso Base.

Com base nestes valores, analisaram-se os cenários para os mesmos três valores de preço de negociação:  $\pi_1 = 26\$/MWh$ ,  $\pi_2 = 30\$/MWh$  e  $\pi_3 = 50\$/MWh$  que são avaliados como preço baixo, preço médio e preço alto, respectivamente.

Primeiramente, analisaremos para o caso do preço de negociação  $\pi_1 = 26\$/MWh$ , no qual obteve o seguinte resultado para o caso do risco baseado no arrependimento:

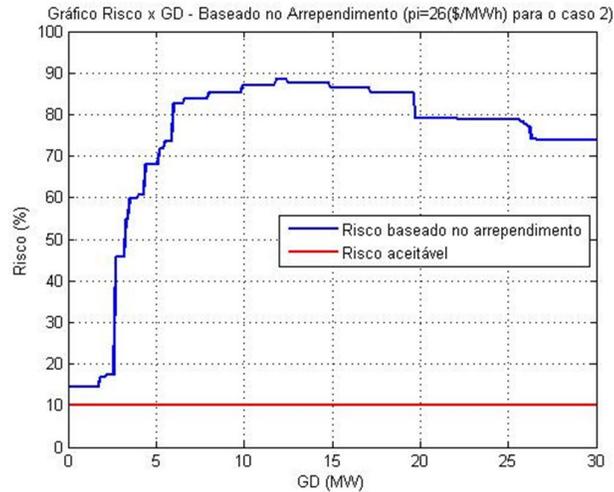


Figura 9 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO 2  
 Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se da figura 9 que a PCH não admite negociar contratos, porém para valores menores que 5MW, onde o risco assinalado diminui rapidamente, observa-se que há uma disposição da PCH negociar se ela admitir uma tolerância ao risco maior de 15%. Comparando-se com o caso base, eles são muito semelhantes, apenas um aumento do risco para contratos acima de 5MW (elevou-se para próximo de 90%). Isto quer dizer que com o preço baixo de negociação e a probabilidade de geração baixa, o risco de assinar um contrato grande é altíssimo, comprovado pela figura 9.

Nestas condições, a PCH optará por vender energia no mercado spot, pois a maior probabilidade de preço, 47%, acontecerá com o valor de  $\lambda_{max} = 34\$/MWh$ , valor muito acima do preço de negociação do contrato.

Agora, analisando o caso para o risco baseado no desvio da média, figura 10, temos o seguinte resultado:



Figura 10 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO2  
 Fonte: Elaboração Própria.

Conforme a figura 10, o risco é muito alto para o preço de negociação baixo, onde o lucro permanece sempre aquém do lucro médio correspondente a cada GD. Observa-se que na faixa entre 7MW e 10MW o risco declinou de 80% para 60%, intervalo no qual a PCH tem mais probabilidade de cumprir com o contrato, porém o preço spot de maior probabilidade de ocorrência,  $\lambda_{max} = 34\$/MWh$ , é muito alto comparado ao preço negociado,  $\pi_1 = 26\$/MWh$ , e por isso não compensará aceitar contratos com estas condições. Além disso, de acordo com a figura 9 a PCH não negociará contratos mas tem uma disposição para negociar contratos pequenos. Porém de acordo com a figura 10, ela não aceitará nenhum. Este fato revela que os riscos analisados são bastante distintos em seus critérios e fica a cargo da PCH escolher qual é o mais pertinente à sua necessidade.

Aumentando-se o preço de negociação para  $\pi_2 = 30\$/MWh$ , temos o seguinte resultado, figura 11:

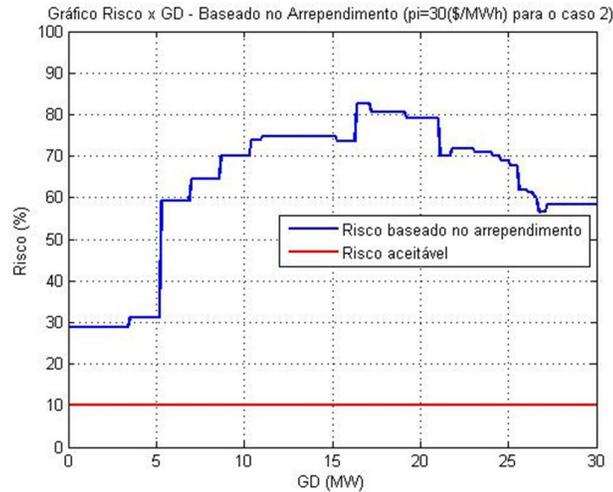


Figura 11 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO2  
 Fonte: Elaboração Própria.

Da figura 11 observa-se que o risco ainda é alto nas condições estabelecidas para o CASO2. Comparando-se com o caso Base, o risco baseado no arrependimento aumenta para 60% já com um contrato de 5MW, enquanto que no caso Base o risco aumenta para 70% em 10MW. Isto porque, mesmo com um preço de negociação mais alto, este ainda é menor que o preço spot máximo,  $34\$/MWh$ , e mais provável de acontecer. Levando-se em consideração que a maior probabilidade de geração está para o despacho de pequenas potências, a PCH optará por vender energia no mercado spot.

Analisando-se o risco baseado no desvio da média, obteremos a figura 12:

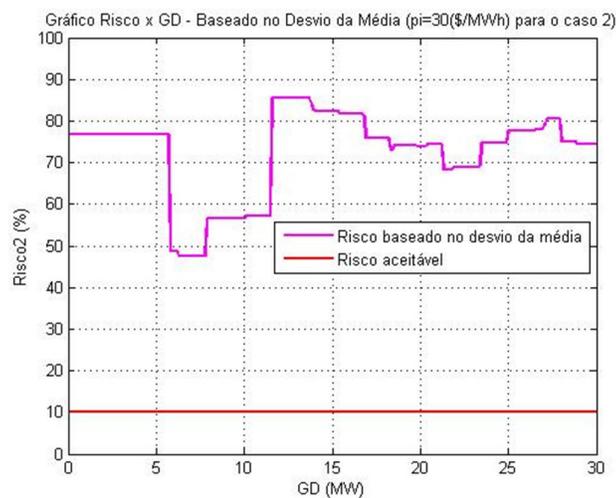


Figura 12 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO2  
 Fonte: Elaboração Própria.

De acordo com a figura 12, a PCH não negociará nenhum contrato bilateral nestas condições. Observa-se que existe uma faixa de contrato entre 5MW e 12MW em que o risco diminui de 80% para cerca de 55%, porém o risco registrado é inaceitável para a assinatura do contrato. Comparando-se com o caso Base e considerando os mesmos parâmetros de preços spot e preço de negociação, neste caso, a PCH terá maior disponibilidade de negociar contratos na faixa entre 5MW a 12MW, pois observa-se nesse intervalo uma diminuição do risco justamente porque a maior probabilidade de existir disponibilidade de geração é para  $g^t = 15MW$ . Em compensação, no caso Base, onde a PCH tem disponibilidade de despachar sua capacidade máxima, o risco permanece alto durante todo o tamanho do contrato, ou seja, o agente opta por vender energia no mercado spot, já que o preço é maior que o negociado e a probabilidade de disponibilidade de geração máxima é alta.

Aumentando-se o preço de negociação para  $\pi_3 = 50\$/MWh$ , temos o seguinte resultado, figura 13.

Observa-se desta figura que a PCH poderá aceitar contratos a partir de 26MW de potência sem se arrepender. Isso porque mesmo tendo a maior probabilidade de despacho de potência para pequenas quantidades, o preço é tal que seu lucro se aproximará bastante do seu lucro máximo calculado. Portanto, a PCH poderá aceitar o contrato e suprir a demanda com outra fonte de energia diferente.

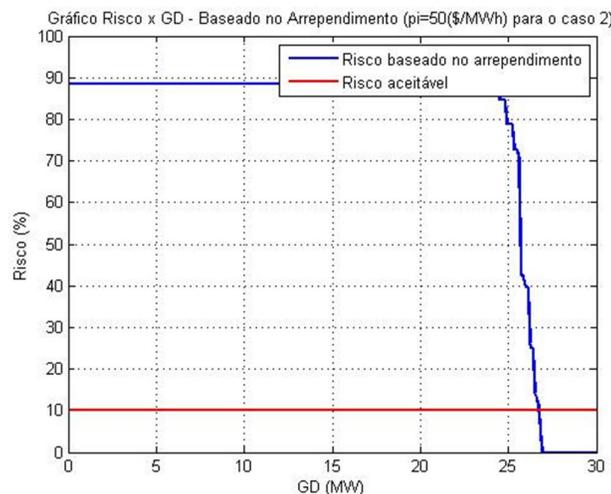


Figura 13 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO2  
 Fonte: Elaboração Própria.

Diante disso, analisou-se o CASO2 para o risco baseado no desvio da média considerando o preço de negociação  $\pi_3 = 50\$/MWh$ .

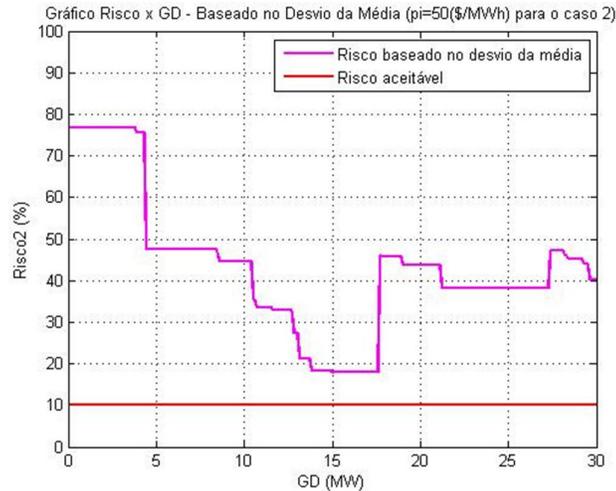


Figura 14 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO2  
Fonte: Elaboração Própria.

Da figura 14, observa-se que para um preço negociado de  $50\$/MWh$  o risco de aceitar negociar um contrato em torno de  $GD = 15MW$ , diminuiu do patamar de 60% até menos de 20%. Ou seja, a PCH alcançará as margens do lucro médio aceitando contratos na faixa em torno de  $GD = 15MW$ , porém ainda ficará acima da tolerância ao risco de 10%. Mas, dessa figura fica clara a pré-disposição da PCH a aceitar o contrato nesta faixa de potência já que o preço negociado está relativamente alto e a maior probabilidade de geração, 60%, corresponder a potência de 15MW.

Conclui-se que para o CASO 2, onde apenas o parâmetro de geração foi alterado, a função densidade de probabilidade identificada para gerações menores foram as mais prováveis; que de acordo com o risco baseado no arrependimento para preços de negociação baixos a PCH não aceitará negociar contratos sem se arrepender, ou seja, alcançando um lucro bem próximo do seu lucro máximo. De acordo com o risco baseado no desvio da média, também não aceitará negociar contratos nestas bases contratuais. Para preços médios, a PCH não optará por aceitar contratos de acordo com o risco baseado no arrependimento nem de acordo com o risco baseado no desvio da média, pois nestas bases contratuais seria mais aceitável comercializar no mercado spot. Já para preços altos, a PCH poderá aceitar contratos para grandes valores de GD de acordo com o risco baseado no arrependimento e poderá aceitar contratos na faixa de  $GD = 15MW$ , que é a faixa de

maior probabilidade de disponibilidade de geração, alcançando as margens do seu lucro médio, de acordo com o risco baseado no desvio da média.

O estudo deste CASO 2 nos mostra que o risco baseado no desvio da média é mais sensível à variação da pdf de disponibilidade de geração, já que comparando as figuras 7 e 13, e as figuras 8 e 14, a que mais apresentou variação foi a do risco baseado no desvio da média.

### 4.3 Estudo de CASO 3

Nos estudos de caso Base e caso 2 foram mantidos inalterados os valores de  $\lambda_{min}$ ,  $\lambda_{max}$ ,  $g_{min}$  e  $g_{max}$ , mudando apenas as funções densidade de probabilidade de geração como mostradas nas tabelas 1 e 3. Neste estudo de caso 3, manteremos inalterados os mesmos valores anunciados anteriormente e apenas alteraremos as funções densidade de probabilidade de preços spot, conforme mostrado na equação 10, onde consideraremos como a maior probabilidade os menores preços, tabela 5.

No estudo de caso 3 analisaremos de modo diferente. Os valores de  $\lambda_{min}$ ,  $\lambda_{max}$ ,  $g_{min}$  e  $g_{max}$ , continuam os mesmos, porém a pdf de preço spot foi alterada para a mostrada na tabela 5.

Feito isso analisaram-se os cenários de negociação com os valores de preço  $\pi_1$ ,  $\pi_2$  e  $\pi_3$ . No caso Base, a pdf utilizada mostrou que a geração mais provável é a  $g = 30MW$ , em que apresentou resultados analisados no item 4.1. No caso 1, a pdf utilizada apresentou a geração mais provável de  $g = 15MW$  e apresentou resultados mostrados no item 4.2.

Tabela 5 - CASO 3: Dados probabilísticos de preços e disponibilidade de geração no horizonte do contrato

Perfil	Preço(\$/MWh)	Prob.(%)	Perfil	Geração (MW)	Prob.(%)
1	22	47	1	10	5
2	25	15	2	15	8
3	28	15	3	20	11
4	31	10	4	25	12
5	34	5	5	30	60

Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se da tabela 5 que o perfil da pdf de preço spot é praticamente invertida, sendo a maior probabilidade, 47%, verificada para o preço de  $\lambda_{min} = 22\$/MWh$ , enquanto que no caso Base a maior probabilidade de preço, 47%, foi verificado para

$\lambda_{max} = 34\$/MWh$ . Esta tabela mostra que a PCH poderá disponibilizar sua geração máxima para atender tanto o contrato quanto o mercado spot, dependendo da decisão que ela tomar, baseado na análise de risco para os preços de negociação  $\pi_1 = 26\$/MWh$ ,  $\pi_2 = 30\$/MWh$  e  $\pi_3 = 50\$/MWh$ .

Com base nos valores da tabela 5, montou-se a tabela de probabilidades conjuntas dos perfis como mostrado na tabela 6.

Tabela 6 - Relação de probabilidades conjuntas de perfis de preço e disponibilidade de geração ao longo do contrato para o CASO3

Probabilidades conjuntas de preço e disponibilidade de geração no horizonte de contrato			Perfil de preços (\$ / MWh)				
			1	2	3	4	5
			\$ 22,00	\$ 25,00	\$ 28,00	\$ 31,00	\$ 34,00
Perfil de disponibilidade de geração (MW)	1	10	2,35%	0,75%	0,75%	0,50%	0,25%
	2	15	3,76%	1,20%	1,20%	0,80%	0,40%
	3	20	5,17%	1,65%	1,65%	1,10%	0,55%
	4	25	5,64%	1,80%	1,80%	1,20%	0,60%
	5	30	28,20%	9,00%	9,00%	6,00%	3,00%

Fonte: Elaboração Própria.

Num primeiro momento, a análise para o preço  $\pi_1 = 26\$/MWh$  revela que o preço de negociação será maior que o preço spot, logo a PCH tenderá a negociar contratos de grande porte. Contudo, será observado que a PCH não terá disposição para negociar contratos a este preço. Da mesma maneira, para o risco baseado no desvio da média, a PCH não aceitará contratos de maneira nenhuma, já que o risco associado estão altíssimos.

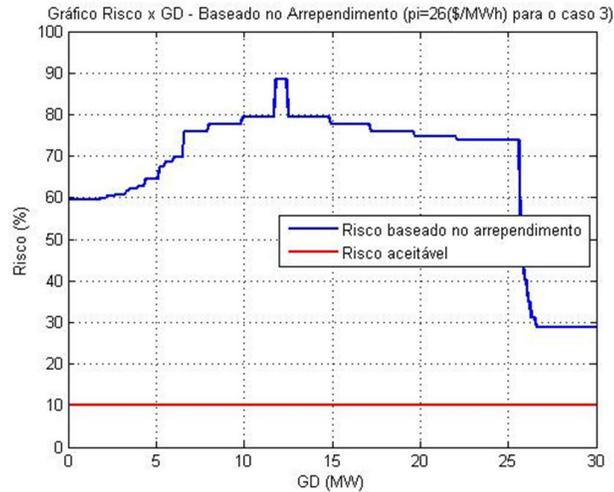


Figura 15- Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO 3  
 Fonte: Elaboração Própria.

Da figura 15, observamos que a PCH não negociará contratos porém apresenta uma certa disposição a aceitar negociar contratos de grande porte, já que a partir de  $GD=25MW$ , o risco decaiu rapidamente para 30%. Isso porque o preço de energia negociado  $\pi_1 = 26\$/MWh$  não está razoavelmente favorável para ele negociar contratos rentáveis, mesmo sendo maior que o preço spot mais provável,  $\lambda_{min} = 22\$/MWh$ . Fica claro que a PCH optará por renegociar os preços, já que o preço de contrato negociado lhe proporcionará um lucro muito aquém do seu lucro máximo calculado.

Analisando agora o risco baseado no desvio da média, teremos:

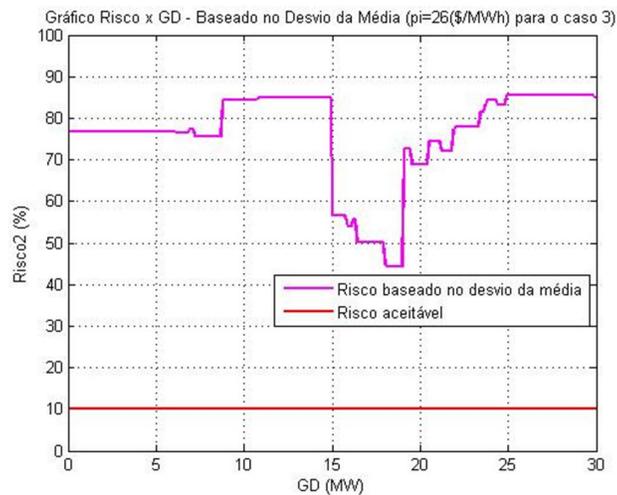


Figura 16 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO3  
 Fonte: Elaboração Própria.

Nesta figura, observa-se que entre o intervalo de  $GD = 15MW$  e  $GD = 20MW$  há um valor de contrato em que o risco sofre uma diminuição, chegando ao valor de 45%. Porém, este valor ainda é muito alto e não será aceitável para assinatura. Percebe-se que ambos os casos, caso Base e caso 3, a análise do risco baseado no desvio da média foi desfavorável para a aceitação do contrato bilateral. A diferença encontrada no caso 3 em relação ao caso Base é a diminuição do risco para um valor entre  $GD = 15MW$  e  $GD = 20MW$ .

Aumentando-se o preço sugerido pelo contrato, para  $\pi_2 = 30\$/MWh$ , observa-se na figura 17 que a PCH estaria disposta a negociar contratos a partir de 26MW.

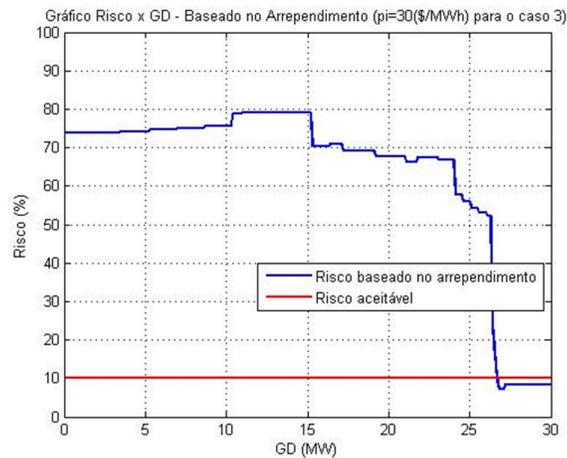


Figura 17 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO 3  
Fonte: Elaboração Própria.

Observando a figura 17 e a figura 5, conclui-se que para um pdf de preço spot na qual a maior probabilidade está associada ao preço de  $\lambda_{min} = 22\$/MWh$ , a PCH muda totalmente a sua disposição para a negociação do contrato. Além disso, vemos que a sensibilidade do modelo de análise de risco baseado no arrependimento junto a mudanças no pdf do preço spot é muito maior que a sensibilidade de mudanças no pdf de geração. Isso é provado com base nas figuras 5, 11 e 17. Se a PCH optar por negociar valores menores que 26MW de contrato, poderá se arrepender haja visto que seu lucro não ficará tão próximo do seu lucro máximo quanto para contratos grandes.

Visto isso, passamos a analisar o risco baseado no desvio da média que é mostrado na figura 18.



Figura 18 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO3  
 Fonte: Elaboração Própria.

De acordo com a figura 18, para contratos entre 14MW e 20MW o risco associado diminui acentuadamente até 40%. Comparando-se com a figura 6, a PCH terá um risco menor se ela negociar um contrato entre 15MW e 20MW, porém ainda acima da tolerância ao risco de 10%. Esta análise mostra que dependendo do tipo de risco que a PCH decidir seguir como referência, haverá decisões diferentes quanto ao preço de negociação e tamanho do contrato a ser negociado.

Agora, passamos a analisar o caso 3 para um preço de negociação de  $\pi_3 = 50\$/MWh$ .

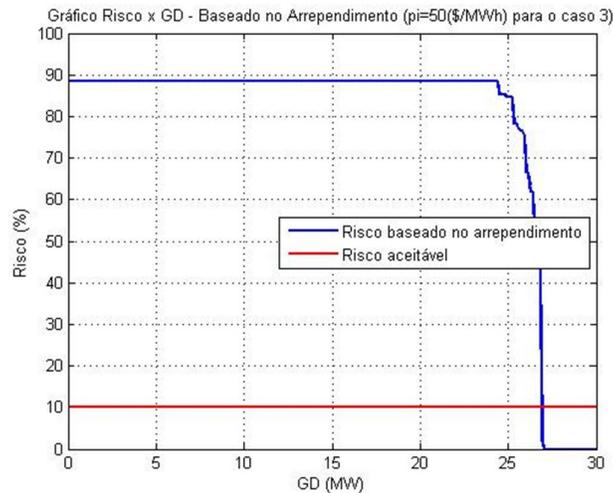


Figura 19 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO3  
 Fonte: Elaboração Própria.

A figura 19 mostra que um preço de negociação alto, a PCH estará disposta a negociar contratos grandes, a partir de 26MW, tendo grande chance de se arrepender de negociar contratos menores que este. Percebe-se que os valores de risco são mais bem definidos e nesta faixa onde é aceitável a negociação do contrato, o risco é próximo de 0%. Então, os valores dos lucros respectivos a esses contratos são bem próximos dos valores de lucro máximo, por isso o risco de se negociar nestas condições são praticamente nulos.

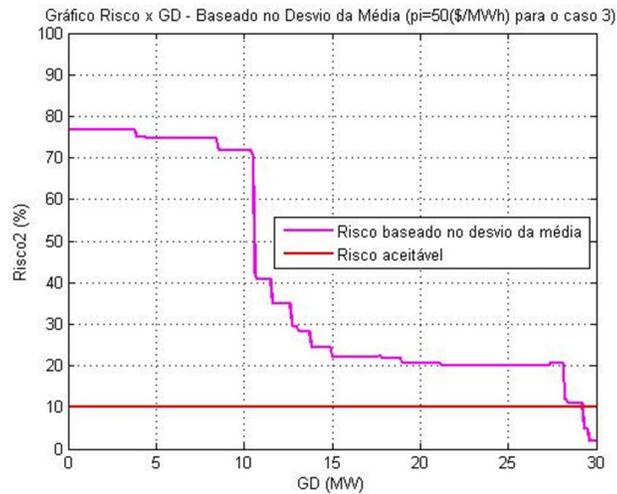


Figura 20 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO3  
 Fonte: Elaboração Própria.

De acordo com a análise do risco baseado no desvio da média para um preço de negociação  $\pi_3 = 50\$/MWh$  o resultado verificado está mostrado na figura 20. Comparando-se a figura 20 com a figura 8, percebe-se que ambos os gráficos possuem a mesma tendência de diminuição do risco a medida que o contrato (GD) aumenta. Observa-se que a partir de 27MW, a PCH estará disposta a negociar contratos com o risco associado menor ou igual a tolerância de 10%. Mas dependendo da sua disposição de aumentar sua tolerância ao risco, poderá optar por negociar contratos a partir de 15MW com o seu risco associado de 20% obtendo lucros muito próximos do seu lucro médio.

Portanto, observando as figuras 19 e 20, conclui-se que para o risco baseado no arrependimento os valores de risco decaem bruscamente a partir do contrato de 25MW. Enquanto que para o risco baseado no desvio da média os valores de risco decaem a partir do contrato de 1MW. Então, dependendo do tipo de risco definido como o de referência, para este preço de negociação  $\pi_3 = 50\$/MWh$ , a PCH terá uma maior margem de negociação do contrato se escolher o risco baseado no desvio da média. Se ela quiser optar

por mais segurança e certeza de rentabilidade, optará pelo risco baseado no arrependimento.

#### 4.4. Estudo de CASO 4

Neste estudo de caso, temos que a base de dados de preço spot  $\lambda^t$  e disponibilidade de geração  $g^t$  foram considerados como no caso Base, ou seja, os dados identificados nas tabelas 1 e 2. Portanto, os perfis utilizados foram: para  $\lambda^t$  uma probabilidade alta de acontecer um preço spot alto; enquanto que para  $g^t$  uma probabilidade alta de se ter grandes gerações. Contudo, utilizou-se uma tolerância ao risco de  $\rho = 25\%$  nas simulações assumindo, assim, que a PCH está mais tolerável em negociar contratos bilaterais.

De posse destes dados simularam-se os mesmos cenários de negociação com os preços de  $\pi_1 = 26\$/MWh$ ,  $\pi_2 = 30\$/MWh$  e  $\pi_3 = 50\$/MWh$ .

Numa análise inicial do cálculo do risco baseado no arrependimento, com um preço de negociação de  $\pi_1 = 26\$/MWh$ , figura 21, percebe-se que a PCH negociará contratos a sem se arrepender até o valor de  $GD = 11MW$ , enquanto que no caso Base foi constatado que a PCH não estaria disposta a negociar nenhum contrato a este preço de negociação. É nítida a diferença dos resultados quanto à um aumento da tolerância ao risco por parte da PCH em negociar contratos.

Percebe-se que o  $\pi_1$  considerado é menor que o valor mais provável de  $\lambda^t$ , mas ainda assim a PCH está disposta a negociar valores de contrato até  $11MW$ .

Além disso, há uma diferença quanto aos valores do risco entre estes dois casos, visto que, no caso Base o risco de se negociar um contrato de  $10MW$  é de aproximadamente 80%, no caso 4 o risco de se negociar o mesmo contrato é de 20%. Isso mostra que a PCH estará mais disposta a negociar contratos quanto maior for sua tolerância ao risco.

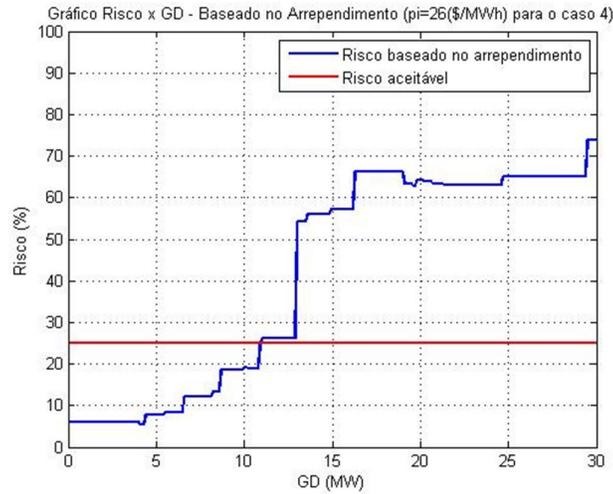


Figura 21 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO4  
 Fonte: Elaboração Própria.

Já com relação ao cálculo do risco baseado no desvio da média, figura 22, não há maiores mudanças comparado com o caso Base, figura 4, observando apenas uma diminuição de 10% no risco ao do tempo de contrato.

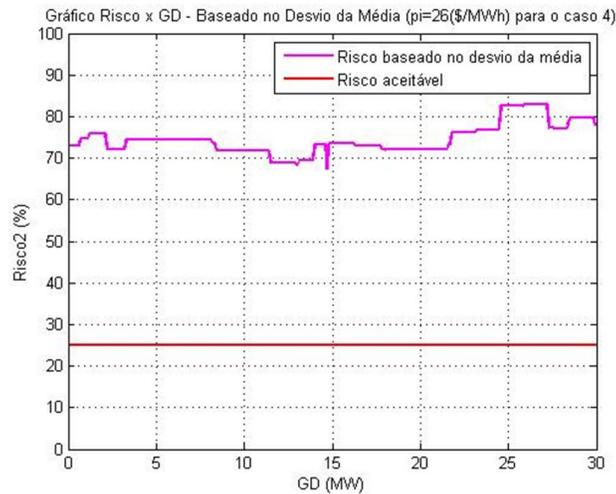


Figura 22 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_1=26\$/MWh$ ) para o CASO4  
 Fonte: Elaboração Própria.

Analisando-se agora o gráfico do risco baseado no arrependimento em função do tamanho do contrato, GD, para um preço de negociação de  $\pi_2 = 30\$/MWh$ , figura 23, percebemos que diferentemente do caso Base, a PCH fica disposta a negociar contratos até 26MW. Observa-se que mais uma vez a disposição da PCH em negociar está diretamente ligado ao nível de tolerância que a PCH admite.

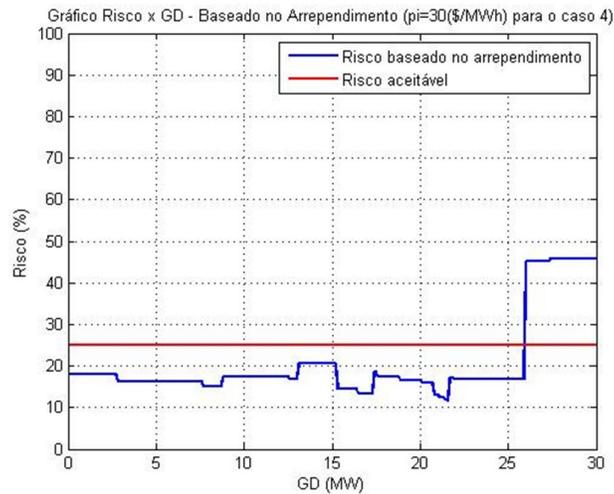


Figura 23 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO4  
 Fonte: Elaboração Própria.

No risco baseado no desvio da média, porém, a PCH não estará disposta a negociar contratos, pois mesmo aumentando a tolerância, o risco ainda ficará muito além do seu nível suportável.

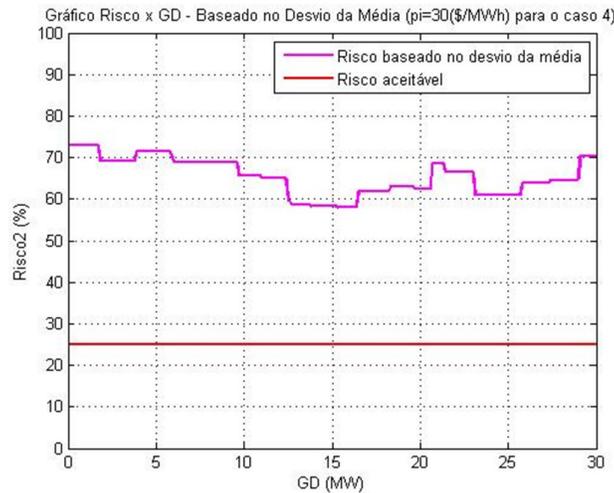


Figura 24 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_2=30\$/MWh$ ) para o CASO4  
 Fonte: Elaboração Própria.

Aumentando-se o preço de negociação para  $\pi_3 = 50\$/MWh$ , pode-se observar que o risco baseado no arrependimento diminui a medida que se pode negociar contratos grandes. Comparado ao caso Base, a PCH poderá negociar contratos a partir de 20MW sem se arrepender, enquanto que no caso Base a PCH pode negociar contratos sem se

arrepender a partir de 26MW. Ou seja, há uma flexibilidade do tamanho do contrato negociável maior que no caso Base.

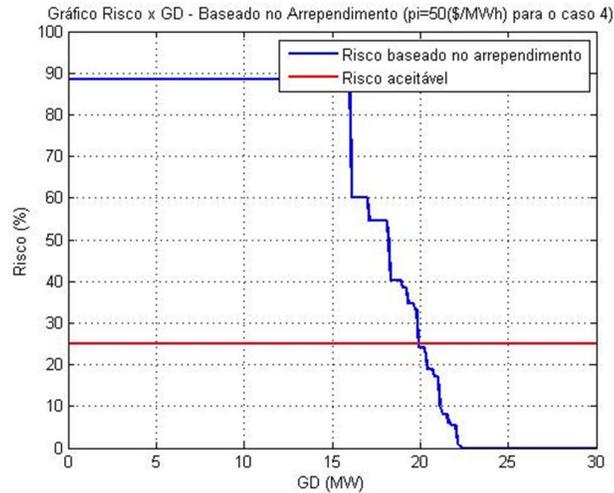


Figura 25 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO4  
 Fonte: Elaboração Própria.

Analisando-se agora o risco baseado no desvio da média, temos que a PCH poderá negociar contratos a partir de 19MW ao contrário do caso Base, em que a PCH poderá negociar a partir de 29MW. Além disso, percebe-se uma queda acentuada do risco a partir de um contrato de 14MW, fato que não se observa no correspondente gráfico da figura 8 para o caso Base.

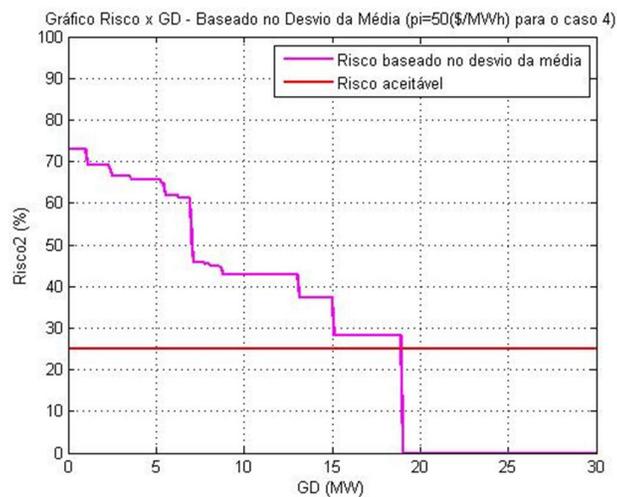


Figura 26 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_3=50\$/MWh$ ) para o CASO4  
 Fonte: Elaboração Própria.

## 4.5. Estudo de CASO ESPECIAL

Mantendo os mesmos parâmetros de preço spot,  $\lambda^t$ , e disponibilidade de geração,  $g^t$ , além das suas respectivas pdf's, observou-se inicialmente, na análise do caso BASE, que quanto mais o preço de negociação diminuía, por exemplo um preço de negociação  $\pi_e = 20\$/MWh$ , o resultado do risco baseado no arrependimento mostrava que a PCH ficava disposta a negociar pequenos contratos, conforme é visto na figura 21. Entretanto, este é um caso atípico, pois para um preço ligeiramente maior, que se pressupõe ser mais vantajoso para a PCH, ela rejeita todo o tipo de contrato. Ou seja, apresenta resultados contraditórios, já que para preços baixos a disposição a negociar é baixa e à medida que se aumentam os preços a disposição a negociar contratos aumenta.

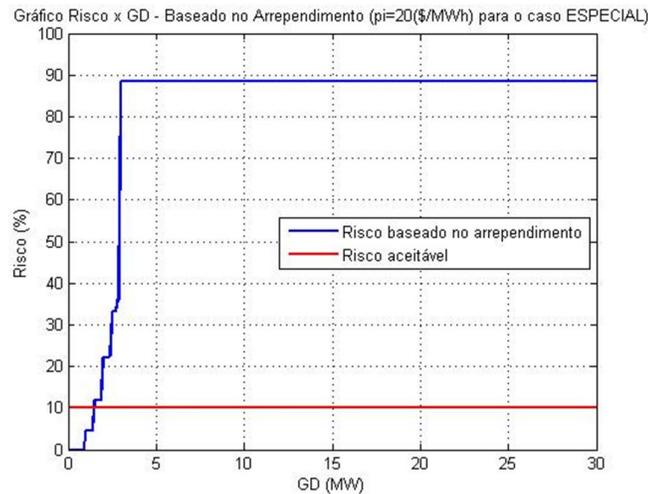


Figura 27 - Gráfico do Risco x GD baseado no arrependimento ( $\pi_e=20\$/MWh$ ) para o CASO ESPECIAL

Fonte: Elaboração Própria.

Enquanto que na análise do risco baseado no desvio da média, a PCH não tem disposição para negociar contratos de forma nenhuma (figura 22), o que condiz com a lógica, pois para um preço ligeiramente maior,  $\pi_1=26\$/MWh$ , o resultado apresentado no caso BASE rejeitou a negociação de contratos de qualquer valor, como mostrado na figura 4.

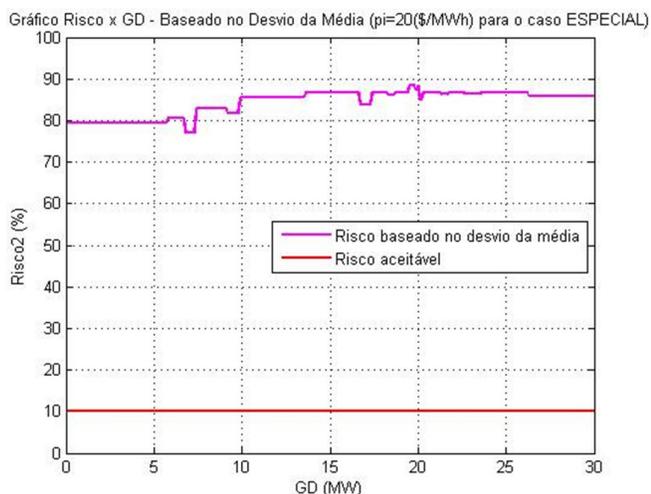


Figura 28 - Gráfico do Risco x GD baseado no desvio da média ( $\pi_e=20\$/MWh$ ) para o CASO ESPECIAL

Fonte: Elaboração Própria.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo a avaliação de critérios de risco na visão do agente gerador (PCH) na negociação de contratos bilaterais. Desenvolveu-se um programa computacional com o propósito de fornecer uma ferramenta de suporte no processo de decisão durante a negociação de contratos bilaterais de longo prazo na qual a PCH é o foco principal. Esta ferramenta desenvolvida considera a análise em um horizonte de tempo anual onde a PCH terá a liberdade e a possibilidade de negociar o tamanho do contrato mais rentável em relação aos riscos estabelecidos.

O programa desenvolvido foi usado para simular diversas situações de negociação em que seus resultados foram analisados e discutidos baseado no seu gráfico Risco em função do tamanho do contrato, GD, e considerando dois tipos diferentes de Risco: o baseado no arrependimento e o baseado no desvio da média. Foram observados que quando o preço de negociação é menor que o provável preço spot, o risco de se negociar um contrato de grande porte será altíssimo e caso a PCH aceite o contrato, terá uma grande chance de se arrepender. Utilizando-se uma tolerância ao risco de 10% nas simulações, foram observadas que para um preço baixo de negociação nenhum contrato bilateral seria rentável para a PCH considerando o risco baseado no desvio da média, sendo mais vantajoso negociar no mercado de curto prazo.

Observou-se também que o risco baseado no arrependimento mostra resultados mais seguros no sentido de revelar contratos onde haverá menos incertezas, ou seja, para

preços pequenos a PCH poderá negociar pequenos contratos sem se arrepender já que não lucrará o máximo que ela pode. Para preços altos a PCH poderá negociar grandes contratos tendo como risco associado praticamente nulo.

Por outro lado, o risco baseado no desvio da média mostrou resultados mais maleáveis, deixando a PCH com uma margem maior de contrato para negociar, caso ela consiga um preço alto de negociação. Porém, a sua definição de risco aborda a influência da probabilidade que o lucro tem de se desviar do lucro médio. Esta definição aceita uma margem maior de lucro em relação à definição de risco baseado no arrependimento, por isso este último mostra resultados mais seguros.

À primeira vista, utilizando-se uma tolerância ao risco de 10% as análises concluíram que com os preços spot e os preços de negociação considerados não eram suficientes para a PCH negociarem contratos rentáveis. Contudo, utilizando-se uma tolerância ao risco de 25%, o programa obteve resultados em que a PCH se mostra mais disposta a negociar contratos comparado às simulações com tolerância de 10%, tanto para o risco baseado no arrependimento quanto para o risco baseado no desvio da média. Então, quanto maior for a tolerância da PCH em suportar os riscos maior é a disposição em negociar contratos.

Sendo assim, foi possível analisar de forma vasta e interessante algumas situações de negociação enfrentadas pelas PCH's nos mercados de energia elétrica. Verificou-se que o programa desenvolvido é uma ferramenta importante e útil no auxílio de tomada de decisão durante a negociação do contrato e serve de ponto de partida para analisar outros tipos de risco e variáveis aleatórias.

Para realizar os serviços descritos nos contratos bilaterais, os comercializadores assumem o risco da atividade, com o gerenciamento que tal risco implica a partir de seu conhecimento de mercado, sendo certo que o sistema brasileiro está entre os mais avançados no que tange à comercialização de energia elétrica.

Com todas as análises feitas neste trabalho, pôde-se ver que algumas considerações são interessantes que sejam propostas para trabalhos futuros, a fim de aprimorar e tornar a ferramenta mais robusta, identificando assim todas as características do processo de negociação do contrato bilateral.

Neste trabalho foi considerado que a PCH possui todos os pré-requisitos estabelecidos pela ANEEL para que possa atender 100% do seu contrato. Portanto, inserir outros tipos de considerações como o custo de compra de energia através de outros contratos bilaterais para caso ocorra uma insuficiência de Lastro em algum momento ao

longo do contrato e o custo das penalidades proposta nos contratos bilaterais, iriam valorizar ainda mais as decisões resultantes do programa computacional.

Considerar um parque de geração com várias usinas PCHs, termelétricas, usinas eólicas, também poderia incrementar a metodologia do trabalho, já que aumentaria a incerteza quanto a disponibilidade de geração, pois quanto mais variáveis aleatórias consideradas mais difícil é a previsão de energia produzida.

Outra idéia é inserir neste processo de negociação os riscos calculados para os Agentes Compradores, já que com estes dados um ambiente de negociação poderia ser criado e melhor analisado. Diante de ambos os agentes, a análise de risco e assim a decisão por qual contrato negociar seria mais completa e interessante.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- KHATIB, S. & GALIANA, F. D.; “**Negotiating Bilateral Contracts in Electricity Markets**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, Nº 2, pp. 553-562, May 2007.
- SÁNCHEZ, Juan C. M.; “**Estudo da Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Sistemas Predominantemente Hidráulicos**”. Brasília – Brasil, Novembro 2008.
- KHATIB, S., GALIANA, F. D., QUILESC. G.; “**Effect off Risk Measures on Bilateral Trading in Electricity Markets**”, Power Tech, 2007 IEEE Lousanne, vol., nº., pp. 932-937, 1-5 July 2007.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Regras de Comercialização versão 2010**”, Contabilização, Módulo 3 – Contratos, Resolução Normativa ANEEL nº 385/2009.
- A. J. WOOD, B. F. WOLLEMBERG, “**Power Generation, Operation and Control**”, 2<sup>nd</sup> Edition, John Willey & Sons, New York – USA, 1996.
- BERGER, Pablo. **Formas de contratação de fornecimento de energia elétrica**. O Setor Elétrico, edição 59, dezembro/2010.
- JANUZZI, D. P.; “**Modelo de Negociação de Contratos Bilaterais de Médio Prazo para Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte - PCH**”, Brasília, Outubro – 2008.
- BOX, G.E.P, JENKINS, G.M. and REINSEL, G.C. (1994), **Time series analysis: forecasting and control**, 3rd edition, Holden-Day, p. 564.
- BRASIL, Resolução nº 394, de 04 de dezembro de 1998.
- MASUKAWA, Frederick T.; “**Estudo do Comportamento Operativo Ótimo de Sistemas Hidrotérmicos de Potência**”, Viçosa – MG, Julho, 2008.
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Comercialização de Energia – Agentes**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: Julho/2011.

- FILHO, Donato da S.; “**Uma Nova Abordagem ao Dimensionamento Eletro-Energético de Usinas Hidroelétricas para o Planejamento da Expansão da Geração**”. São Carlos, Fevereiro 2002.
- LYRA, C.; TAVARES, H. e SOARES S. F.. (1984) **Modelling and optimization of hydrothermal generation scheduling**. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. 103, Pgs. 2126-2133.
- MORAES, Bruno Zanuz. **Análise Econômica-Financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH)**. Trabalho de conclusão (Bacharel em Administração), Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS, 2010.
- OLIVEIRA, G.G.. (1993) **Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Individualizada das Usinas e Afluências Determinísticas**, Tese de Mestrado, UNICAMP, Campinas,SP, 1993.
- ROSENTHAL, R.D., **A Nonlinear Network Flow Algorithm for maximization of Benefits in a Hydroelectric Power Systems**, Operation Research, vol.29, nº4, Julho-Agosto, 1981.
- SILVA, Othon Luiz P. da; “**ABRAMAN – O Sistema Elétrico Nacional e a transição hidrotérmica**”. Nº110 – JUN/JUL/AGO 2006.
- TOLMASQUIN, M. T.; Oliveira, R. G.; CAMPOS, A. F. (2002). **As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro – Estratégias e Performance**. Cenergia. COPPE/UFRJ. Ed. Cenergia.
- KIRSCHEN, G. S.; “**Fundamentals of Power Systems Economics**”, John Wiley & Sons, England, 2004.
- MATHEUS, J. C.; “**Bilateral Negotiation of Long Term Energy Contracts in Hydrothermal Systems – Part I: Sellers Perspective**”, Brasília – Brasil.
- MONTGOMERY, D. C. & RUNGER, G. C.; “**Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros**”, 4ª Edição, Editora LTC, 2009.