ARTUR BARBOSA BERNARDES FERREIRA

**Sistema de Suporte à Decisão Contratual Ótima de
UHEs no Mercado de Energia Elétrica utilizando
Gerenciamento de Risco**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia
de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como
parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre
em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes
Carneiro

São Carlos

2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Atendimento ao Usuário do Serviço de
Biblioteca – EESC/USP

F383s	<p>Ferreira, Artur Barbosa Bernardes.</p> <p>Sistema de suporte à decisão contratual ótima de UHEs no mercado de energia elétrica utilizando gerenciamento de risco. / Artur Barbosa Bernardes Ferreira; Orientador Adriano Alber de França Mendes Carneiro. São Carlos, 2012.</p> <p>Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.</p> <p>1. Mercado de energia elétrica. 2. Gerenciamento de risco. 3. Conditional value-at-risk. 4. Ambiente de contratação livre. I. Título.</p>
-------	---

Trata-se da versão original

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **ARTUR BARBOSA BERNARDES FERREIRA.**

Título da dissertação: "Sistema de suporte à decisão contratual ótima de UHE's no mercado de energia elétrica utilizando gerenciamento de risco".

Data da defesa: 26/07/2012

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro (Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos
(Escola Politécnica/USP)

APROVADO

Dr. Rodrigo Sacchi
(Companhia Paulista de Força e Luz/CPFL)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente da
Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular Denis Vinicius Coury

Dedicatória

Aos meus pais e minha amada esposa.

Agradecimento

Agradeço inicialmente meus pais pela dedicação incondicional em minha educação, carinho e apoio, sem os quais uma pessoa não superaria os obstáculos da vida. A todos da família, minha amada esposa Fernanda e seus familiares, que sempre incentivaram a conquista desta e muitas outras etapas, me mostraram a importância da honestidade e do trabalho duro para as grandes vitórias.

Ao professor e amigo Adriano Alber de França Mendes Carneiro pela oportunidade, ensino, orientação e confiança.

Ao Rodrigo Sacchi, da CPFL Energia, pela ajuda técnica, pelos ensinamentos repassados, sem os quais este trabalho não teria a abrangência nem a qualidade pretendida.

Aos colegas da pós-graduação pela amizade e companheirismo, aos amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica – LSEE, pela ótima convivência diária, pelos cafezinhos no final de tarde e pelas experiências divididas.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), Departamento de Engenharia Elétrica (SEL), Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) da Universidade de São Paulo (USP) pela infraestrutura.

À CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo suporte financeiro.

*“Não diga que a vitória está perdida, se é de
batalhas que se vive a vida.”*

Raul Seixas

SUMÁRIO

RESUMO	I
ABSTRACT	III
LISTA DE FIGURAS	V
LISTA DE TABELAS	VII
SIGLAS E ABREVIATURAS	IX
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 O Mercado de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro (SEB)	4
2 VISÃO GERAL DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	9
2.1 O Planejamento da Operação Energética	9
2.2 Comercialização de Energia Elétrica.....	18
2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	18
2.2.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)	27
3 ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO	38
4 METODOLOGIA.....	46
4.1 Breve descrição do Modelo de Otimização.....	47
4.2 Dados	47
4.3 Precificação de Contratos	48
4.4 Modelo de Otimização	51
4.5 Modelagem Matemática	51
4.6 Restrições	52
4.6.1 Restrição de Contratação	52
4.6.2 Restrição para a Energia Contratada.....	53
4.6.3 Restrição de Risco	54
4.7 O Modelo Completo	56
5 RESULTADOS	58
5.1 Dados do Estudo.....	58

5.2 Fronteira de Eficiência	65
5.3 Caso 1 – Aversão ao Risco	67
5.4 Caso 2 – Neutralidade ao Risco	72
5.5 Caso 3 – Propenso ao Risco	75
6 CONCLUSÕES	79
7 PERSPECTIVAS DE TRABALHO FUTURO	82
8 DIVULGAÇÃO DO TRABALHO EM EVENTOS CIENTÍFICOS	83
9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84

Resumo

FERREIRA, A. B. B. **Sistema de Suporte à Decisão Contratual Ótima de UHEs no Mercado de Energia Elétrica utilizando Gerenciamento de Risco**. 2012. 81f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos 2012.

O modelo de comercialização de energia elétrica operante no Brasil é fruto da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), que se iniciou na década de 90. Este modelo atual, mais estruturado, impulsionou os investimentos privados no setor nos últimos anos, fazendo com que a comercialização de energia se tornasse algo de grande representatividade dentro do setor elétrico.

Este modelo de comercialização como é hoje, dividido em dois ambientes, dinâmico e em constante evolução, é alvo de inúmeros investidores, principalmente no Ambiente de Contratação Livre (ACL) onde o número de agentes cresceu consideravelmente nos últimos anos, e gerou movimentações financeiras recordes. Associado a este crescimento expressivo, os riscos inerentes de mercado também se mostram relevantes e de fundamental necessidade de gerenciamento para o equilíbrio financeiro do investidor.

Dessa forma, este trabalho propõe uma análise acerca da comercialização de energia no mercado brasileiro, quanto ao gerenciamento do risco por parte de um agente gerador operando no ACL, através da implementação de um otimizador contratual que ajude na tomada de decisão de quanta energia destinar a cada contrato, de modo a maximizar a receita do agente a um risco controlável.

Palavras-chave: Mercado de Energia Elétrica, Gerenciamento de Risco, *Conditional Value at Risk*, Ambiente de Livre Contratação.

Abstract

FERREIRA, A. B. B. A Decision Support System Optimal Contractual in the Electricity Market using Risk Management. 2012. 81f. Dissertation (Master Degree) – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2012.

The present marketing model of electric power in Brazil is the result of the restructuring of the Brazilian Electric Sector (BES), which began in the 90s. This current model, somewhat more structured, stimulated private investment in the sector in recent years; this way the electric power's market acquired substantial representation within the electricity sector.

The current market model, having two different commercial environments, dynamic and constantly evolving, has been attracting many investors, especially in the Free Contracting Environment (FCE) where the number of agents has grown considerably in recent years, and generated record number of financial transactions. Associated with this significant growth, the inherent risks in this market are effectively of concern and need being managed to ensure the financial balance of the investor.

Therefore, this work proposes an analysis about the energy trading in the Brazilian market, as to the management of risk by an agent generator operating in the FCE, through the implementation of a contract optimizer that helps in making decisions on how construct a contract portfolio in order to maximizes the agent revenue under a controllable risk.

Keywords: Electricity Market, Risk Management, Conditional Value at Risk, Free Contracting Environment.

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Visão geral da Comercialização.....	6
Figura 1.2 – PLD do submercado SE/CO para o período de 2003 a 2011 dado semanalmente	7
Figura 1.3 – Montante de energia comercializada por meio de contrato na CCEE.....	8
Figura 2.1 - Árvore de decisão operativa.....	11
Figura 2.2 - Função de Custo Imediato (FCI), Função de Custo Futuro (FCF) e a decisão operativa ótima X	12
Figura 2.3 - Processo de Operação utilizado pelo <i>Hydrolab</i>	16
Figura 2.4 – Número de Agentes cadastrados na CCEE no período de 2000 a 2010...	17
Figura 2.5 - Fluxograma da Sistemática do Leilão de Energia Nova.....	20
Figura 2.6 - Mecanismo de contratação de energia para Agentes Distribuidores durante os anos subsequentes ao ano A.....	25
Figura 2.7 - Geração da UHE Itaipu - 60Hz em 2010 e 2011	26
Figura 2.8 – Energia contratada por meio dos Contratos Iniciais.....	27
Figura 2.9 - Distribuição do Consumo de Energia entre ACR e ACL em 2010	30
Figura 2.10 - Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo a partir de 2008...	36
Figura 3.1 - Valor em Risco para uma distribuição de receita em função dos cenários	41
Figura 3.2 - Valor em Risco para duas distribuições de receitas em função dos cenários	42
Figura 3.3 - CVaR para duas distribuições quaisquer com o mesmo VaR.....	43
Figura 6.1- Curvas de Geração por cenário, Geração Média e Garantia Física da UHE Furnas durante o horizonte de estudo	58
Figura 6.2 - Curvas de geração das usinas participantes do MRE, com destaque para geração média entre os cenários	59
Figura 6.3 - Sazonalidade da Garantia Física do MRE	60
Figura 6.4 - Curvas de Energia Alocada, com destaque para a média e a Garantia Física para os cenários analisados durante o horizonte de estudo.....	61
Figura 6.5 - Curvas médias de Energia Alocada, Geração Hidráulica e Garantia Física da UHE Furnas	61
Figura 6.6 – Curvas de projeção do PLD e sua média para os cenários analisados durante o horizonte de estudo	62

Figura 6.7 – Distribuição do PLD classificado por faixa de preço	63
Figura 6.8 - Exemplo de Fronteira de Eficiência	65
Figura 6.9 - Fronteira de Eficiência para Limite de Lucratividade Anual	66
Figura 6.10 - Fronteira de Eficiência com os diversos níveis de decisões.....	66
Figura 6.11 - Fronteira de Eficiência para as três restrições de receita: Cinco anos, anualmente e trimestralmente.	67
Figura 6.12 - Distribuição acumulada para Margem de Lucro Total, considerando o controle para as três restrições	69
Figura 6.13 - Distribuição acumulada para a margem esperada em cada ano, considerando controle nas três restrições.....	70
Figura 6.14 - Distribuição acumulada para a receita trimestral, considerando somente o controle no trimestre	71
Figura 6.15 - Distribuição acumulada da Margem Total	72
Figura 6.16 - Distribuição acumulada para Margem Anual.....	73
Figura 6.17 - Distribuição acumulada para as margens trimestrais, considerando o controle no trimestre	74
Figura 6.18 - Distribuição acumulada da Margem Total	75
Figura 6.19 - Distribuição acumulada para Margem Anual.....	77
Figura 6.20 - Distribuição acumulada para as margens trimestrais, considerando o controle no trimestre	77

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Alterações ocorridas no Sistema Elétrico Brasileiro	3
Tabela 2 - Portfólio de Contratos considerados pelo Otimizador.....	50
Tabela 3 - Precificação dos contratos para utilização no trabalho, em R\$/MWh.....	50
Tabela 4 - Níveis de preços para distribuição do PLD	63
Tabela 5 - Referências base para Limite de Lucratividade esperada pelo Agente	64
Tabela 6 – Nível de contratação avesso ao risco para as três restrições de risco ativas separadamente	68
Tabela 7 – Nível de contratação neutro ao risco para as três restrições de risco ativas separadamente	72
Tabela 8 – Nível de contratação propenso ao risco para as três restrições de risco ativas separadamente	75

Siglas e Abreviaturas

ACL	– Ambiente de Contratação Livre
ACR	– Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	– Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado
CCEE	– Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDC	– Curva de Disposição a Contratar
CMO	– Custo Marginal da Operação
CMSE	– Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CVaR	– Valor em Risco Condicional (<i>Conditional Value at Risk</i>)
CVU	– Custo Variável Unitário
EPE	– Empresa de Pesquisa Energética
FCF	– Função de Custo Futuro
FCI	– Função de Custo Imediato
FU	– Função Utilidade
GARCH	– <i>Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedastic</i>
MAE	– Mercado Atacadista de Energia
MCSD	– Mecanismo de Compensação de Sobras de Déficits
MLT	– Média de Longo Termo
MME	– Ministério de Minas e Energia
MRE	– Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	– Operador Nacional do Sistema
PCH	– Pequena Central Hidrelétrica
PLD	– Preço da Liquidação das Diferenças
PMO	– Programa Mensal da Operação
PROINFA	– Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
RE-SEB	– Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SEB	– Setor Elétrico Brasileiro
SIN	– Sistema Interligado Nacional
UHE	– Usina Hidrelétrica
VaR	– Valor em Risco (<i>Value at Risk</i>)

1 INTRODUÇÃO

Até meados da década de 90, o modelo do Setor Elétrico vigente no Brasil era composto, principalmente, por empresas estatais, configurando um padrão verticalizado. O monopólio do governo abrangia a geração, transmissão e distribuição de energia, e a principal fonte de recursos para a construção de usinas, linhas de transmissão e sistemas de distribuição era o financiamento através de recursos públicos.

Neste modelo, devido ao monopólio estatal, não havia competição uma vez que todos os consumidores eram cativos¹, e este ambiente era totalmente regulado incluindo as tarifas para cada segmento.

A partir desta década, foi implementada uma grande reforma estrutural e institucional no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), que demonstrava sinais de estagnação com a drástica redução nos investimentos na expansão do sistema. A partir de 1993, a Lei 8.631/93 modificou a estrutura de tarifação vigente e criou os contratos de suprimentos entre geradores e distribuidores, visando atenuar suas dificuldades financeiras.

Em seguida, a promulgação da Lei 9.074/95 visou estimular a participação de investidores privados na geração de energia com a criação da figura do Produtor Independente de Energia, produção que até então era permitida somente às empresas estatais. Esta lei também criou o conceito de Consumidor Livre e Especial², dando os primeiros passos na concepção de um ambiente competitivo.

No ano de 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro (RE-SEB), sob coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), que indicou a necessidade de algumas modificações importantes, como a desverticalização das empresas de energia, em sua maioria estatais, e o incentivo à competição nos setores de geração e comercialização.

Este mesmo projeto indicou também a necessidade de se criar alguns órgãos para regulamentar e supervisionar o setor. A partir disto foi criado a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com função de regulação, o Operador Nacional do Sistema (ONS) com a finalidade de operar o sistema interligado e um órgão para supervisionar e

¹ Consumidor que somente pode comprar energia da distribuidora que detém a concessão do serviço de distribuição na área o qual este consumidor está instalado, e está sujeito às tarifas e condições de fornecimento estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

² Consumidor Livre é aquele que adquire energia elétrica em contratos bilaterais livremente negociados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e satisfaz os requisitos mínimos estabelecidos conforme definido nos art. 15 e 16 da Lei nº 9.074/95 (definição conforme Decreto nº 5.163/04).

proporcionar um ambiente de comercialização de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Após a grave crise energética ocorrida em 2001, houve questionamento sobre a confiabilidade do SEB. Como tratativa para tornar o modelo mais consistente e confiável, o governo instituiu o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a Resolução nº 18 de 22 de junho de 2001. A partir de 2002, quando este foi estruturado, começou-se a formular um conjunto de propostas para um novo modelo.

Durante os anos de 2003 e 2004 o governo lançou as bases deste novo modelo para o SEB. Baseado nas Leis nº 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, criou-se a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cujas principais funções são estudar o planejamento do setor elétrico em longo prazo com a finalidade de obter um plano de expansão do setor, mensurar o parque gerador e a viabilidade de novas fontes alternativas e prever a evolução da carga demandada. Criou-se também o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cuja função é monitorar o SEB para assegurar a confiabilidade de suprimento de energia elétrica demandada pelo sistema, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cuja função foi substituir e dar continuidade ao ambiente de comercialização iniciado pelo MAE.

Dentro do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) foram estabelecidas novas regulamentações, como a obrigatoriedade de contratação de 100% da demanda por parte dos Agentes Distribuidores e Consumidores Livres, visando garantir a segurança do suprimento de energia e penalizando o seu descumprimento e a efetivação da contratação de energia com antecedência de 3 anos (A-3) e 5 anos (A-5), por meio leilões para construção de novos empreendimentos, visando a expansão do parque gerador e atender o crescimento do mercado. Uma alteração significativa quanto à contratação dessa energia, seja nova ou existente, no ambiente regulado, é a imposição de que os leilões celebrados a partir de 2004 deverão utilizar o conceito de Leilão Reverso, onde o critério para vencer o leilão é o de menor lance (preço), objetivando a modicidade tarifária³.

A Tabela 1 a seguir mostra em síntese as principais características e alterações ocorridas durante o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Estas características foram adaptadas do site da CCEE e mostram a evolução dos principais parâmetros no que tange as privatizações, competição, comercialização e segurança do sistema.

³ Modicidade tarifária é o estado onde se busca medidas para tornar as tarifas viáveis para o consumidor, de forma que também se torne interessante o retorno financeiro para o investidor.

Tabela 1 - Alterações ocorridas no Sistema Elétrico Brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Intensificação da desverticalização. Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização. Ainda regulados na Distribuição e Transmissão.	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pelo menor preço para Distribuição e Transmissão.
Mercado Regulado	Princípio de Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE)	Planejamento Indicativo pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação de 100% do Mercado: Entre Supridoras e entre Supridoras e Distribuidoras, sem penalidades.	Contratação Distribuidoras e Livre: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva, para as Distribuidoras e Clientes Livres.
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: Adaptada de CCEE – www.ccee.org.br

1.1 O Mercado de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

Como visto, a reestruturação do SEB a partir da década de 90 tornou possível um ambiente de comercialização de energia no Brasil. A partir de 2004, com a implantação do Novo Modelo do Setor, foi definida a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), uma organização jurídica, de direito privado e sem fins lucrativos.

A CCEE supervisiona a comercialização de energia no Brasil, que permite a negociação em dois ambientes de mercado: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde além de supervisionar também operacionaliza os leilões, dentre outras atividades.

A comercialização é realizada através das figuras denominadas Agentes, classificadas de acordo com os segmentos a seguir:

- **Geração:** Composto por Geradores de Serviço Público, Produtores Independentes de Energia (PIE) e Autoprodutores (AP). Possui caráter competitivo, sendo que estes Agentes podem vender energia tanto no ACR quanto no ACL. Possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- **Transmissão:** Os Agentes transmissores são responsáveis construir, operar e gerenciar as redes de transmissão, sendo aberta à utilização por qualquer outro agente, por meio do pagamento das Tarifas pelo Uso do Sistema de Transmissão (TUST).
- **Distribuição:** Os Agentes nesse segmento tem a obrigatoriedade de comprar energia somente pelo ACR e são responsáveis pela operação e manutenção dos serviços da rede de distribuição e atendimento à demanda do Mercado Cativo.
- **Comercialização:** Os Agentes comercializadores realizam a compra e venda de energia efetuando negociações por meio de contratos bilaterais operando no ACL.

Existem ainda:

- **Importadores de Energia:** São Agentes autorizados a realizar importação de energia com intuito de abastecimento da demanda nacional.
- **Exportadores de Energia:** São Agentes autorizados a realizar exportação de energia com o intuito de abastecimento da demanda de países vizinhos.

- Consumidores Livres e Especiais: São consumidores que podem deixar de ser consumidor cativo, desde que atendam a requisitos pré-estabelecidos, podendo escolher o fornecedor de energia elétrica, operando agora no ACL.

Destes Agentes citados, somente os Agentes de Geração, Distribuição e Comercialização são registrados na CCEE, sendo que dentro da Comercialização estão os Importadores, Exportadores e Consumidores Livres e Especiais.

Como visto, participam do ACL somente os Agentes Geradores e Comercializadores e neste ambiente a determinação de energia vendida e contratada, bem como seu preço e prazo é tratado livremente entre as partes, somente regulamentado e supervisionado pela ANEEL e CCEE, respectivamente.

Participam do ACR somente agentes vendedores e os Agentes Distribuidores. Nesse ambiente as distribuidoras somente podem adquirir energia através de Leilões de energia elétrica. Essas energias negociadas podem ser provenientes de diversos tipos de leilões: novos empreendimentos de geração (denominado Leilão de Energia Nova); empreendimentos já existentes (denominado Leilão de Energia Existente); leilão para geração distribuída, sendo que neste caso, o montante contratado pela distribuidora não pode ultrapassar 10% de sua demanda; por Itaipu Binacional desde que a área de concessão da distribuidora esteja localizada nas regiões Sul, Sudeste ou Centro-Oeste. Também, a partir de 1º de janeiro de 2013 fica obrigatória a contratação proveniente de Angra I e Angra II, conforme Lei Nº 12.111 de 2009.

As distribuidoras também tinham como opção de contratação geração a partir do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) sob a figura da ELETROBRAS, cuja geração provém de fontes alternativas como energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa. Não é mais possível contratar energia pelo PROINFA, uma vez que o programa já está finalizado.

A Figura 1.1, adaptada de (CCEE-a, 2010), proporciona uma visão geral dos ambientes de comercialização, bem como os Agentes participantes.

Figura 1.1 - Visão geral da Comercialização

Os contratos de compra e venda de energia no ACL, realizados no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN), devem ser registrados na CCEE informando as partes contratantes, a energia contratada e o prazo do contrato. O preço deve ser tratado apenas contratualmente, não sendo necessário seu registro na CCEE.

Juntamente com as energias negociadas e registradas no ACR, essa informação de energia e prazo negociado no ACL é necessária para a contabilização da diferença de energia gerada e consumida, que resulta no montante a ser liquidado no Mercado de Curto Prazo, ou *Spot*. Este mercado tem por objetivo liquidar (vender) o montante de energia resultante da diferença entre os valores gerados/consumidos e comercializados em contrato, é operacionalizado pela CCEE e o preço característico desta comercialização é denominado Preço da Liquidação das Diferenças (PLD).

A variabilidade é uma das características marcantes do PLD, muito integrado ao custo da operação e da expansão. A Resolução CNPE nº 1e nº 9 determinaram, como critério de segurança, que o limite máximo de probabilidade de ocorrência de déficits de energia seja 5% dos cenários hidrológicos, e que o planejamento busque a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME) como critério econômico. Assim, o sistema deve ser projetado para atender a carga em 95% das hidrologias possíveis, em cada ano do planejamento e por subsistema, e buscar a equidade no custo de atender a uma unidade de demanda adicional entre construir um projeto ou operar o sistema.

Como normalmente as hidrologias ocorrem dentro de uma média esperada, o PLD consequentemente permanece em um patamar de preço baixo, porém na ocorrência de uma

hidrologia desfavorável este preço pode alcançar níveis elevados. Aliado a todas essas características, a imprevisibilidade das vazões afluentes tornam o PLD muito variável em longo prazo. Estes valores de preço são determinados semanalmente e limitados dentro de uma faixa estipulada anualmente pela ANEEL.

Na Figura 1.2 é exibido o PLD para o mercado Sudeste/Centro-Oeste no período de 20/12/2003 a 17/12/2011 discretizados semanalmente e adaptado de (CCEE-e, 2012).

Devido a essa grande variação no preço não se consegue uma previsibilidade consistente do Mercado de Curto Prazo, o que diminui a segurança para as negociações de energia, sendo a análise e gerenciamento de risco uma ferramenta importante para obter melhor rentabilidade tanto para os vendedores quanto compradores.

Figura 1.2 – PLD do submercado SE/CO para o período de 2003 a 2011 dado semanalmente

Uma demonstração do crescimento do mercado brasileiro pode ser observada na Figura 1.3 adaptada de (CCEE-b, 2010), onde somente em 2010, foi comercializado por meio de contratos registrados na CCEE 626.157 GWh, um montante nunca antes comercializado. É possível notar uma expressiva tendência de crescimento, o que recomenda e torna fundamental um bom planejamento para os Agentes de geração e comercialização (segmentos onde existe competitividade) e um gerenciamento de risco confiável, para trazer rentabilidade e competitividade neste ambiente de mercado.

Figura 1.3 – Montante de energia comercializada por meio de contrato na CCEE

O gerenciamento de risco é uma ferramenta fundamental para auxiliar e determinar uma estratégia de comercialização de energia de sucesso, e dar ao agente a capacidade de decisão baseado em análises estatísticas.

Assim, este trabalho visa analisar o gerenciamento de risco no mercado de energia, utilizando algumas abordagens comumente empregadas nas áreas de finanças e economia, com o objetivo de desenvolver uma ferramenta que auxiliará o Agente na tomada da decisão estratégica de comercialização.

2 VISÃO GERAL DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A comercialização de energia elétrica vigente no Brasil envolve diversas variáveis, o que torna o investimento nesta área motivo de complexas análises. Um agente interessado em operar nesse ramo necessita conhecê-lo bem, e saber analisar a dinâmica de preço, de oferta de energia (geração) e demanda (consumo), dentre outras tantas variáveis.

Para obter uma base de conhecimento sobre a dinâmica de preço, oferta e demanda é preciso conhecer um pouco sobre os Planejamentos da Expansão e da Operação Energética, nesse caso com objetivo principal de otimizar a produção de energia de forma econômica e segura.

A seguir serão descritos alguns conceitos básicos acerca do Planejamento da Operação Energética, que servirá de base para o entendimento de outros fundamentos no Mercado de Energia Elétrica.

2.1 O Planejamento da Operação Energética

O Planejamento da Operação Energética tem por objetivo o atendimento dos requisitos de energia do sistema a ser realizado de forma segura e econômica. Baseia-se em ofertar energia para suprir a demanda, levando em consideração diversos fatores como vazões futuras, níveis dos reservatórios, risco de déficit, dentre outros. Estes fatores interferem diretamente no custo final da energia, tendo a otimização como parte fundamental para minimizar este custo, sujeito às restrições operativas, energéticas e de demanda. O conjunto de equações a seguir adaptado de (Carneiro, Soares, & Carvalho, 1988) mostra o problema de otimização que envolve o Planejamento da Operação.

$$\begin{aligned}
 & (\min) \sum_{t=1}^T f^t(GT(t)) \\
 \text{s. a.:} \quad & GH(t) = \sum_{j=1}^N h_j(x_j(t), u_j(t)) \\
 & GT(t) = Demanda(t) - GH(t) \\
 & x_j(t+1) = x_j(t) + y_j(t) + \sum_{k \in \Omega_j} u_k(t) - u_j(t) - vert(t) \quad (2.1) \\
 & \underline{x}_j(t) \leq x_j(t) \leq \bar{x}_j(t) \\
 & \underline{u}_j(t) \leq u_j(t) \leq \bar{u}_j(t) \\
 & x_j(0) \text{ dado;} \\
 & x_j(T) \text{ fixado e penalizado;}
 \end{aligned}$$

Onde:

T - horizonte de planejamento em meses.

f^t - função custo de operação do sistema no mês t .

$GH(t)$ - produção do sistema hidroelétrico no mês t .

$GT(t)$ - produção do sistema termelétrico no mês t .

N - número de usinas hidrelétricas do sistema.

h_j - função de produção da usina hidrelétrica j .

$x_j(t)$ - volume armazenado na usina hidrelétrica j no início do mês t .

$y_j(t)$ - vazão natural à usina hidrelétrica j no mês t .

Ω_j - conjunto de índices das usinas hidrelétricas imediatamente a montante da hidrelétrica j .

$\bar{x}_j, \underline{x}_j$ - limites de armazenamento da usina hidrelétrica j .

$\bar{u}_j, \underline{u}_j$ - limites de defluência da usina hidrelétrica j .

u_j - vazão turbinada da usina hidrelétrica j .

$vert(t)$ - vazão vertida da usina hidrelétrica j .

Considerando a quantidade de UHEs existentes no Sistema Interligado Nacional (SIN) e as diversas variáveis envolvidas nesse processo, esta otimização é de complexidade elevada e amplamente estudada (Soares & Carneiro, 1991), (Zambelli, Cicogna, & Soares, 2006), (Marcato, et al., 2009), (Rabelo, Carneiro, & Braga, 2009) e (Sacchi, 2009).

Ainda, é classificado como um problema dinâmico, devido a relação temporal das vazões e geração elétrica, não linear devido, principalmente, à característica da função de custo (função objetivo) ser não linear, estocástico, devido principalmente às incertezas associadas às vazões futuras, não separável no tempo devido à decisão atual interferir nas condições operativas futuras e interconectado pelas conexões hidráulicas e elétricas (Carneiro, Soares, & Carvalho, 1988).

Em sistemas tipicamente hidrotérmicos com predominância hidráulica, como no Brasil, o custo da operação é basicamente função de custo da geração térmica, onde se tem maiores gastos com combustíveis, e do custo de déficit. Devido a esse fator, a geração térmica brasileira possui a característica de, basicamente, gerar a complementação das usinas hidrelétricas para atendimento da demanda.

Uma vez que esse custo é função principalmente da geração térmica, realiza-se a otimização de forma a balancear quanto de energia gerar de hidrelétrica e térmica no presente, introduzindo uma dependência entre as decisões presentes e consequências futuras. Como a geração hidráulica é dependente do nível de armazenamento de seus reservatórios e das afluições presentes e futuras, deve-se tomar a melhor decisão de quanto deplecionar os reservatórios tendo uma dada expectativa das afluições futuras. Uma decisão acertada traz uma boa decisão operativa, porém uma decisão equivocada pode elevar o custo da energia, acarretar em racionamentos ou, por outro lado verter água, que em questões energéticas significa desperdiçar energia. A figura abaixo ilustra uma árvore de decisões operativas acertadas e equivocadas de forma bastante intuitiva.

Figura 2.1 - Árvore de decisão operativa

A Figura 2.1 mostra de forma bastante simples como uma decisão operativa tomada no presente pode afetar diretamente no custo final da energia. Dessa forma, a otimização deve ser realizada de modo a equilibrar os chamados Custo Imediato e Custo Futuro.

O Custo Imediato está relacionado às operações decididas no instante t , ou seja no instante atual, onde a decisão de gerar hidráulica agora acarreta em geração térmica no futuro, elevando o custo no final do período. A função de Custo Futuro está relacionada às gerações a partir do instante $t+1$ até T , levando-se em conta o final do período. À medida

que armazena água nos reservatórios, futuramente a complementação térmica será menor e reduzirá este custo.

A figura a seguir mostra graficamente as curvas da Função de Custo Imediato (FCI) e Função de Custo Futuro (FCF), bem como a decisão operativa ótima, que se dá no ponto mínimo do somatório dessas duas curvas.

Figura 2.2 - Função de Custo Imediato (FCI), Função de Custo Futuro (FCF) e a decisão operativa ótima X

A FCF é calculada com base em simulações de operações futuras do sistema, com diferentes níveis de armazenamentos. Como visto acima, o Sistema Interligado Nacional é de grande porte, dinâmico, não linear e estocástico, o que traz enormes complexidades para o processo de otimização e simulação. Atualmente alguns *softwares* são adotados oficialmente pelo setor para realizar essa tarefa, entre eles o *Newave* e *Decomp*.

O grande problema de todo processo estocástico é a chamada “Maldição da Dimensionalidade”, ou seja, para problemas de até médio porte, o tempo computacional é exorbitantemente alto, pois o problema cresce exponencialmente com o número de usinas (Variáveis de Estado) (Pereira F. M., 1985). Sendo assim, para tentar solucionar esse problema, o modelo *Newave* trabalha com reservatórios equivalentes de energia.

Para cada subsistema do SIN é calculado um reservatório equivalente em termos de energia, resultando em quatro grandes reservatórios. Isso contorna a Maldição da Dimensionalidade, porém essa representação equivalente prejudica a precisão na modelagem das características de cada UHE.

O principal objetivo do *Newave* é otimizar e simular o sistema, de forma equivalente, e decidir a melhor forma operativa de cada subsistema, em base mensal por

um período de cinco anos. O processo de simulação é realizado com ferramentas computacionais que geram, a partir de vazões históricas, 2000 séries de vazões sintéticas onde, assume-se que é suficiente para cobrir estatisticamente a previsão das possíveis afluições futuras e calcular a porcentagem de déficit.

A partir dos resultados do Newave, o modelo computacional *Decomp* realiza a desagregação desses reservatórios equivalentes, e dá início ao processo de representação individualizada das usinas. Essa desagregação é feita em base semanal no primeiro mês e considera algumas restrições do sistema como limites de transmissão e outras restrições regionais. Como resultado do *Decomp* tem-se o valor da água que é base para determinar o Custo Marginal de Operação (CMO) para cada subsistema e patamar de carga (leve, médio e pesado). O CMO representa o custo para a produção adicional de 1 MWh além daquele programado pela otimização e, normalmente é dado pelo custo da térmica com disponibilidade de geração com menor custo na ordem de mérito ou pelo valor da água quando for o caso.

Este custo se tornará base para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) que servirá de referência para muitas operações realizadas no mercado de energia, descrito em tópico posterior. Daí a grande importância do planejamento como base para a comercialização de energia elétrica e como decisão de despacho do SIN.

O planejamento e o despacho energético são realizados de forma centralizada pelo ONS para as usinas classificadas como Tipo I⁴. Esse despacho objetiva minimizar os custos operativos e atingir o menor custo marginal possível, considerando a disponibilidade energética de cada usina, as afluições hidrológicas, os preços ofertados pelas térmicas, dentre outros fatores. Ainda, o despacho centralizado avalia o fluxo de potência entre subsistemas considerando o regime hidrológico de cada região, realizando o intercâmbio de energia das regiões no período úmido para regiões em tempos de seca.

Esse planejamento energético e o despacho realizado de forma centralizada tem, como um dos resultados, o Programa Mensal da Operação (PMO) o qual fornece o despacho ótimo por usina (hidrelétrica e térmica), e o CMO para cada subsistema e por patamar de carga. Uma vez que o PMO é centralizado, o agente gerador não tem sob seu domínio quanto nem quando gerar energia, o que, em princípio, poderia representar um desestímulo por parte dos empreendedores para investirem nesse setor. Para mitigar o risco

⁴ TIPO I – Programação e despacho centralizados; TIPO II – Programação centralizada e despacho não centralizado; e TIPO III – Programação e despacho não centralizados.

hidrológico associado, bem como a operação centralizada em cascata, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia, o MRE.

O MRE visa compartilhar entre os Agentes Geradores Hidrelétricos os riscos financeiros associados à comercialização de energia dessas usinas despachadas centralizadamente e otimizar os recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN) dentre os Agentes Geradores localizados na cascata.

O objetivo é otimizar a operação em cascata de forma a trazer confiabilidade à geração, atendendo a demanda e buscando o despacho ótimo global (SIN), e não o ótimo local (do Agente). Assim, este mecanismo se apresenta como um *hedge* compulsório para mitigação do risco hidrológico.

A partir do conceito de Garantia Física (EPE-a, 2008)⁵, o MRE trabalha com a aplicação de Energia Alocada. Anualmente, cada Agente detentor da concessão de geração de UHE Tipo I deve declarar a sazonalidade da Garantia Física (GF), de forma que essa contabilização resulte em uma GF sazonal para o SIN. Esta GF sazonal servirá de base para o cálculo do Coeficiente de Energia Alocada (CEA), que representa a relação entre geração hidráulica das UHEs participantes do MRE pela GF do SIN.

De posse do CEA é possível obter a participação em Energia Alocada para cada UHE participante do MRE, determinado pelo produto entre a geração da usina e o CEA. A partir da energia alocada por usina é possível saber sua participação financeira. Esta participação é dada basicamente pelo rateio financeiro entre as usinas que geraram acima da Energia Alocada, com as que geraram abaixo dela. Caso a usina, no mês, tenha uma Geração Hidráulica menor que a Energia Alocada, ela irá pagar a diferença entre Energia Alocada e geração, multiplicado pela TEO (Tarifa de Energia de Otimização). Caso a usina tenha uma Geração Hidráulica maior que a Energia Alocada, ela irá receber pela diferença positiva entre elas ao preço da TEO.

É importante ressaltar que este rateio não está relacionado à comercialização de energia da UHE ou ao Mercado de Curto Prazo. Este rateio, basicamente, é uma metodologia de compartilhamento de risco financeiro entre usinas participantes do MRE, que realoca energia entre as usinas participantes, transferindo o excedente onde gerou-se além de sua Energia Alocada para aqueles que geraram abaixo. Mais detalhes do procedimento de cálculo do MRE podem ser obtidos em (CRMSE, 2002).

⁵ A quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia podem comercializar é a sua garantia física, conforme estabelecido na Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004

Voltando aos modelos computacionais utilizados para otimização do SIN, podemos citar outros *softwares* que estão sendo desenvolvidos por diversas instituições acadêmicas, estimuladas pelo Projeto de P&D Estratégico proposto pela ANEEL no ano de 2008. No presente trabalho, utilizaremos um destes modelos para obtenção dos dados necessários para o desenvolvimento e análise da metodologia, visto a facilidade de acesso e a estruturação do *software*.

O *Hydrolab*, como ferramenta de otimização do despacho energético e projeção de preço, não é o *software* oficial do SEB e conseqüentemente não projeta os preços reais que serão utilizados no mercado de energia. Por este fato, os resultados apresentados não inferem decisões práticas e que não devem ser aplicadas diretamente no planejamento do Agente. Nota-se então que, os resultados e análises apresentadas por este trabalho visam proporcionar a eficácia da modelagem proposta e realizar discussões frente ao comportamento estratégico e dinâmico do mercado de energia.

Este modelo utilizado, denominado *Hydrolab*, está sendo desenvolvido pela UNICAMP e por ele é possível realizar a otimização e simulação de todo o Sistema Interligado Nacional com representação a usinas individualizadas e configuração do sistema interligado de forma dinâmica, ou seja, ele representa a entrada em operação das futuras usinas. A seguir será exposta uma breve explicação de todo o processo realizado pelo *Hydrolab* acerca da otimização e simulação que foram utilizados neste trabalho para a obtenção dos dados energéticos e de CMO.

A otimização realizada pelo *Hydrolab* é determinística e considera, inicialmente, a vazão futura como sendo a Média de Longo Termo (MLT). Desta otimização, gera-se uma decisão de quanto e quando gerar em cada usina de forma que o custo seja mínimo. Essa sequência de decisão é agora levada ao simulador, no qual sua função é simular a decisão de operação ótima obtida, em cenários hidrológicos variados a fim de se verificar a ocorrência de déficit.

Este processo de otimização e simulação no *Hydrolab* é realizada segundo a Política de Planejamento Adaptativo, onde ocorre de forma alternada a otimização e simulação com atualização de estados. Estas atualizações ocorrem devido ao erro na expectativa das vazões afluentes futuras, e é realizado seguindo o procedimento: é realizada a otimização determinística para o intervalo $[t, T]$ do horizonte, considerando o estado do sistema como condição inicial e os valores previstos para as vazões afluentes. A partir disto, a solução ótima (vazão turbinada para cada usina do sistema) apenas do primeiro intervalo é implementada e observa-se o resultado desta decisão operativa no

intervalo seguinte. Para este intervalo $t+1$, a diferença entre estado previsto e otimizado (*erro*) é observada e ocorre a atualização dos parâmetros, baseada na última solução ótima obtida. Assim, este procedimento é repetido até o último intervalo do horizonte analisado. A Figura 2.3 a seguir, adaptada de (Toscano, 2009), demonstra de forma simplificada o processo supracitado.

Dessa forma, foi simulada a operação de todo o SIN em múltiplos cenários com horizonte de estudo de cinco anos discretizados mensalmente. Os cenários de vazões provem do histórico datado de 1931, totalizando 75 cenários de 60 meses.

Figura 2.3 - Processo de Operação utilizado pelo *Hydrolab*

Considerando a utilização de uma ferramenta estocástica para gerir o risco, a utilização de múltiplos cenários possibilita uma análise mais estruturada, com maior variedade de dados hidrológicos, abrangendo as diversas vazões do histórico. O planejamento realizado de forma coerente e eficiente, otimiza os resultados de geração, que minimiza o custo esperado da operação. O processo de cálculo e projeção do PLD como é realizado pelo SEB utiliza 2000 séries sintéticas de vazões afluentes, e para efeito de análises práticas esta metodologia deve ser considerada.

Dessa forma, ressalta-se a importância do Planejamento Energético como base para propiciar um mercado de energia elétrica sólido e bem estruturado, e se tornar um atrativo aos investimentos essenciais para torná-lo grande e competitivo.

A reestruturação do modelo do SEB iniciada no início da década de 90, propiciou um modelo de comercialização organizado, em constante aprimoramento, vem se mostrando bastante dinâmico e tem atraído cada vez mais empreendedores interessados em

investir nesse ramo, movimentando grandes montantes financeiros e de energia. Essa evolução pode ser observada claramente na Figura 2.4, adaptada de (CCEE-b, 2010) a seguir.

Figura 2.4 – Número de Agentes cadastrados na CCEE no período de 2000 a 2010.

A figura acima demonstra a crescente evolução do número de agentes cadastrados na CCEE. Essa evolução acompanha o desenvolvimento do mercado energético e que reflete muito ao crescimento econômico do país. A grande disparidade nos dados entre 2004 e 2005 se deve à obrigatoriedade imposta neste ano, pelo Decreto nº 5.163/2004, aos consumidores livres e especiais de tornarem-se agentes da CCEE registrados na figura de Agente Comercializador.

Atuar na comercialização de energia é uma tarefa complexa, pois o mercado é sujeito a diversas leis e regulamentações, além de estar intimamente ligada às questões técnicas de ordem energética e de operação.

Desta forma, é imprescindível um bom conhecimento da dinâmica de mercado, da legislação e da operação energética para que, aliado a um bom gerenciamento do risco, um empreendedor possa investir neste setor com sucesso e obter rentabilidade e competitividade.

Para entender o processo de comercialização de energia e a análise de risco decorrente deste, serão descritos a seguir as principais etapas da comercialização no ACR, ACL e Mercado de Curto Prazo (*Spot*), bem como uma revisão da análise e gerenciamento de risco nesse modelo, apontando as abordagens utilizadas com maior frequência.

2.2 Comercialização de Energia Elétrica

Para comercializar energia no mercado brasileiro, o agente deve possuir uma estratégia de atuação definida de quanto contratar nos próximos anos, em que ambiente irá focar seus investimentos, tipos de contratos, preços, dentre outras particularidades.

A seguir será apresentada brevemente uma revisão sobre a comercialização de energia elétrica no Brasil, descrevendo principalmente os ambientes de contratação regulado e livre, tipos contratos e preços.

2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

A contratação em ambiente regulado possui maior representatividade dentro da comercialização de energia como um todo, por ter como característica principal a participação obrigatória das concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição de energia, sendo seu mercado cativo aproximadamente 75% da demanda nacional.

Cada agente distribuidor somente pode comprar energia para atendimento de seu mercado cativo neste ambiente e, a partir do Decreto 5.163/04, foi determinado realizar essas compras através de leilões de energia, proveniente de empreendimentos novos ou já existentes. O instrumento contratual destes leilões é chamado Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), firmado entre cada agente vendedor e todos os agentes distribuidores que declararam necessidade contratual para o referido leilão.

A participação de agentes distribuidores e geradores através dos leilões regulados tem o objetivo de promover a modicidade tarifária, uma vez que essa modalidade de comercialização de energia utiliza o conceito de *Leilão Reverso*, ou seja, a disputa entre os agentes vendedores é pela oferta (venda) de um montante de energia estabelecido ao menor preço, conhecido como lote, garantindo assim o pagamento de um preço mais baixo por parte das distribuidoras, de forma ainda a trazer uma lucratividade para o agente vendedor. Para casos de leilão de energia nova, os agentes geradores tem a vantagem na garantia da venda de energia por muitos anos, antes da construção da usina, o que facilita o financiamento e reflete no poder dos agentes geradores em ofertar preços menores nestes leilões.

Segundo a (CCEE-b, 2010), somente os CCEAR por Quantidade e CCEAR por Disponibilidade celebrados em 2010, somaram uma quantidade de energia equivalente a 217.814 GWh. Esse montante representa aproximadamente 35% do total de energia comercializada nesse ano.

A seguir, na Figura 2.5, será demonstrada através de fluxograma, a sistemática de um leilão de energia nova ocorrido em julho de 2010, denominado *10º Leilão de Energia Nova* (A-5). É dito Energia Nova, pois o leilão terá como alvo a construção de novas usinas. Para usinas já existentes é realizado o *Leilão de Energia Existente*. A documentação foi obtida no site da CCEE e adaptada em fluxograma para melhor entendimento. Alguns detalhes não foram apresentados no fluxograma a fim de tornar o entendimento mais didático e serão descritos textualmente a seguir. Toda a documentação e processos podem ser obtidos facilmente de (CCEE-c, 2010).

Figura 2.5 - Fluxograma da Sistemática do Leilão de Energia Nova

O fluxograma acima apresenta a sistemática do leilão, considerando todos os procedimentos relativos à Preparação do Leilão como divulgação do edital, entregas de documentação, cadastros e outras etapas já efetuadas e aprovadas. Considera-se então que o leilão já está na fase onde o Empreendedor, interessado em disputar o Direito de Participação no Novo Empreendimento, está habilitado a submeter os lances.

A CCEE é normalmente designada para operacionalizar o leilão, e tem como ferramenta operacional um sistema eletrônico, denominado SISTEMA, empregando recursos de Tecnologia da Informação e disponibilizado na Internet.

O processo é constituído de duas fases. A primeira fase é composta por duas etapas, denominadas Etapa Inicial e Etapa Contínua, onde os interessados concorrem à concessão para construção e exploração de um empreendimento. Na Etapa Inicial, cada empreendedor pode efetuar um único lance para cada empreendimento de geração, com seu preço de lance menor ou igual ao preço de referência. Preço este determinado no edital

que determina o valor máximo a ser licitado, expresso em R\$/MWh. Após todos os lances serem validados, a etapa inicial se encerra e o SISTEMA ordena de forma crescente de Preço de Lance e verifica se os dois menores preços se diferenciam acima de 5%. Caso não se confirme, dá-se início à Etapa Contínua da Primeira Fase.

Caso essa diferença seja maior que 5%, encerra-se a licitação desse empreendimento, finaliza-se a Primeira Fase e determina-se o Direito de Participação na Segunda Fase ao empreendedor detentor do menor Preço de Lance (PL). Em seguida inicia-se novamente a Etapa Inicial para outra licitação, ou caso não exista outra, inicia-se o processo de Definição da porcentagem destinado ao ACR.

Na Etapa Contínua, segunda parte da Primeira Fase, estão qualificados o empreendedor dono do menor PL e os demais empreendedores dono dos menores lances que diferem no máximo de 5% do menor PL.

Nesta etapa o Preço Corrente (referência) é dado pelo menor PL da Etapa Inicial. Os empreendedores submetem lances que devem ser menores ou iguais ao PL subtraído de um decremento, expresso em R\$/MWh e calculado pelo SISTEMA segundo a equação abaixo:

$$DPMF = PC * DPF \quad (2.2)$$

Onde:

DPMF é o Decremento da Primeira Fase expresso em R\$/MWh.

PC é o Preço Corrente desta etapa.

DPF é o parâmetro para o Decremento mínimo da Primeira Fase, expresso em porcentagem.

Validado o lance, inicia-se um período de contagem à espera de novos lances. Ao término desse tempo o SISTEMA verifica se houve alteração no PC. Caso haja um lance menor que o PC nesse período, novamente inicia-se o processo de submissão dos lances, caso contrário encerra-se a Etapa Contínua, é decretado o Direito de Participação ao detentor do último (menor) PC e dá-se início às novas licitações ou à Definição da Porcentagem destinada ao ACR.

Essa destinação da porcentagem tem a finalidade de determinar o Lastro de Venda de energia para a Segunda Fase do Leilão e é dado por:

$$Lastro = GF * D_{ACR}(\%) \quad (2.3)$$

Onde:

Lastró para venda é o montante de energia disponível comercialmente, dado em Lotes e limitado à Garantia Física e à Energia Habilitada da usina.

GF é a Garantia Física do Empreendimento que corresponde às quantidades máximas de energia e potência que poderão ser utilizadas para atendimento à demanda ou contratos.

$D_{ACR}(\%)$ é a porcentagem da energia destinado ao ACR.

Em seguida dá-se início à Segunda Fase, onde o empreendedor vencedor agora é classificado como Proponente Vendedor e os lances submetidos devem ser relacionados à quantidade de Lotes e ao Preço de Lance. É a partir desse ponto que os montantes de energia requeridos pelas distribuidoras começam a ser negociados.

Nesta etapa do Leilão, inicia-se também a venda de energia de novas PCH's ou UHE existentes que se enquadrem no disposto §7 °A do art. 2° da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, denominado Empreendimento Caso 2.

Após o encerramento do período de submissão dos lances, que devem ser feitos respeitando o limite do PL, o SISTEMA realiza o cálculo da Quantidade Total Demandada (QTD) segundo a equação:

$$QDT = \min\{QD; \frac{QTO}{PD}\} \quad (2.4)$$

Onde:

QD é a soma das Quantidades Demandadas pelos compradores (distribuidoras), expresso em lotes.

QTO é a Quantidade Total Ofertada na Segunda Etapa.

PD é o Parâmetro de Demanda expresso em um número racional maior que um.

Em seguida são ordenados os Lances crescentemente e classificados em Lotes Atendidos e Lotes Não Atendidos com base na QTD.

Feito isso o SISTEMA encerra o leilão e é passado à etapa de Encerramento, Divulgação do Resultado e Celebração dos CCEARs.

Esta é a sistemática, expressa de forma simplificada, para a operacionalização de um Leilão de Energia Nova. As modificações são regidas pelos editais lançados publicamente para cada leilão e devem ser estudados com atenção por parte dos interessados visto que é um processo com muitos detalhes e complexidades não mostradas nesse trabalho.

Quanto aos contratos celebrados nesse ambiente, existem duas modalidades dentro do CCEAR, por Quantidade e por Disponibilidade. Nos contratos por Quantidade, o risco

hidrológico da operação energética é assumido apenas pelo agente vendedor (gerador), sendo de sua total responsabilidade suprir a energia contratada. Este tipo de contrato é registrado no submercado do agente vendedor, que não necessariamente deve ser o mesmo submercado do agente comprador. Com isso, os riscos financeiros decorrentes de contratação em outros submercados, como diferença de PLD, são assumidos integralmente pelo agente comprador.

O Decreto 5.163/04 estabeleceu os contratos por Disponibilidade, que trata de Leilões de Energia Nova, especificamente de usinas termoelétricas.

Neste tipo de contrato, o agente vendedor (gerador de UTE) recebe uma receita fixa, prevendo que sua usina ficará certo tempo gerando somente o valor mínimo (inflexibilidade) devido ao despacho centralizado pelo ONS e sua classificação no despacho por ordem de mérito. Essa receita faz parte da Parcela Fixa da energia vendida no leilão. A obrigação do agente é manter a UTE disponível para gerar quando despachada pelo ONS. A geração ocasionada por esse despacho resulta ainda na parcela variável do agente, e é obtida pela multiplicação do montante de energia vendida acima da inflexibilidade pelo valor do Custo Variável Unitário da usina (CVU).

Todas as usinas comprometidas por meio dos Contratos por Disponibilidade são modeladas pela CCEE sob um gerador fictício, o qual recebe o nome de Condomínio Virtual. Esse mecanismo registra os contratos de venda com cada distribuidora compradora, realiza a comparação entre a energia disponível no condomínio e a comprometida nos contratos de venda, e a diferença apurada é repassada às distribuidoras proporcionalmente ao montante contratado.

De modo geral, a comercialização de energia no formato de leilões garante diversas vantagens para os agentes, porém geram riscos, que de certa forma podem acarretar em penalidades. Por parte das distribuidoras, estas devem apresentar um montante de energia a contratar no leilão pretendido, considerando atingir o alvo de 100% a 103% de seu mercado cativo e, em caso de um planejamento equivocado ocorrer a superestimação do consumo, poderá sofrer penalizações caso o valor demandado fique abaixo de 100%. Em caso de subestimar o consumo futuro, a distribuidora ficará exposta ao risco do mercado de curto prazo para atendimento de seu mercado.

Para minimizar o risco de erro nessa estimativa de demanda por parte das distribuidoras, existem os Contratos de Leilão de Ajuste, que visam ajustar a demanda solicitada e contratada para atender a totalidade do mercado cativo. Estes contratos preveem a complementação da energia já contratada, limitado a 1% desse mercado em um

prazo de até dois anos. Excepcionalmente para os anos de 2008 e 2009 esse limite foi ajustado para 5% da carga total contratada pelos agentes distribuidores, conforme previsto pelo Decreto 6.210/07 a seguir.

“Art. 26.

§ 1º O montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder a um por cento da carga total contratada de cada agente de distribuição, exceto nos anos de 2008 e 2009, quando este limite de contratação será de cinco por cento.”

De modo geral existem alguns tipos de leilões, segundo a sistemática descrita até agora. Eles estão relacionados ao ano de entrega, e são denominados A-5, A-3, A-1 e Ajuste, sendo que cada leilão possui sua característica e finalidade atendendo ao planejamento efetuado pelas distribuidoras e ao plano de expansão energética. Segue abaixo uma breve descrição de cada modelo de leilão, bem como suas principais características.

Tendo como “A” o ano previsto para ocorrer o suprimento de energia, é realizado o leilão de energia A-5 (lê-se “A menos cinco”, ou seja, cinco anos antes ao ano de suprimento) onde as distribuidoras devem submeter suas necessidades energéticas estimadas e não há um limite de contratação. Este tipo de leilão tem como finalidade a construção de novas usinas (Energia Nova), normalmente hidrelétricas, atendendo aos critérios de expansão da oferta.

É previsto a ocorrência de outro leilão em A-3 (entrega em três anos após leilão) com a possibilidade de contratação limitada em 2% da energia contratada em A-5. Este tipo de leilão também induz a construção de novas usinas, com cronogramas tipicamente de usinas termoeletricas (Energia Nova).

O leilão a ocorrer em A-1 objetiva o ajuste do montante contratado e possui limitação em 105% do montante total dos contratos da distribuidora que estejam por vencer. Ainda, o montante contratado neste leilão poderá ser reduzido pela distribuidora, seguindo certas limitações, em razão da flutuação de demanda ocasionada por razões econômicas e/ou migração do consumidor cativo para o Ambiente Livre.

No ano onde é previsto o suprimento, ocorre o chamado Leilão de Ajuste, e possibilita à distribuidora complementar a diferença, se ainda houver. As limitações para essa contratação é de até 1% da carga da distribuidora contratada no ano anterior. A Figura 2.6 a seguir (CCEE-f, 2012) demonstra basicamente as etapas dos leilões descritos acima.

Figura 2.6 - Mecanismo de contratação de energia para Agentes Distribuidores durante os anos subsequentes ao ano A

Ainda na possibilidade de diferença de energia contratada e demandada pela distribuidora, é prevista a compensação desse montante contratado através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). O MCSD realiza a compensação de energia contratada de distribuidoras com sobras declaradas à CCEE (ocorrência de superestimação) e distribuidoras com déficits declarados (subestimação). O objetivo deste mecanismo é garantir 100% da demanda desses agentes distribuidores contratada, e tornar o resultado dos leilões mais eficientes, sem altos déficits nem sobra de energia.

É de extrema importância que o cálculo do montante demandado por parte da distribuidora e repassado para a contratação em leilão, seja feito corretamente, uma vez que a maior parte da demanda desse agente está alocada nos consumidores cativos e a penalização por superestimar esse consumo é extremamente severa. Essa estimativa de consumo é insumo fundamental para o planejamento da expansão do parque gerador realizado pela EPE.

Essa demanda prevista pela distribuidora está sujeita a alterações expressivas devido à possibilidade de alguns consumidores, normalmente de grande consumo, terem a condição de deixar de ser consumidor cativo e passar a ser consumidor livre ou especial, ou mesmo o retorno desses consumidores à condição de consumidor cativo.

Um detalhamento dos riscos assumidos pelos agentes distribuidores quanto ao dimensionamento da demanda e seus mecanismos de minimização de risco como MCSD

não serão discutidos nesse trabalho, porém pode-se obter maiores informações a partir do trabalho de (Zanfelize, 2007).

Estão previstos ainda outras modalidades de contratos, como os *Contratos do PROINFA*, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, sob coordenação do Ministério de Minas e Energia. Este programa, já finalizado, visou incentivar a diversificação da matriz energética brasileira pelas fontes de energias alternativas. O montante acumulado contratado em 2010 chega a 15.414 MW médios e estão divididos entre PCHs, usinas eólicas e de biomassa (CCEE-d, 2010). Dados da CCEE mostram que a geração total em 2009 foi de 6.661 GWh, e em 2010 foi de 7.996 GWh, totalizando um aumento de aproximadamente 20%. A energia produzida destas usinas participantes do programa tem garantia de contratação por 20 anos.

A energia proveniente de Itaipu também é tratada de forma específica através dos chamados *Contratos de Itaipu*, comercializada pela ELETROBRAS na figura do Agente Comercializador de Itaipu. A Resolução Normativa 218/06 tornou possível a inclusão de agentes distribuidores dos submercados Sul, Sudeste e Centro-Oeste, totalizando 30 concessionárias dividindo, proporcionalmente, um montante de aproximadamente 7.300 MWmed mensais, conforme Figura 2.7 a seguir.

Figura 2.7 - Geração da UHE Itaipu - 60Hz em 2010 e 2011

Existia ainda uma classificação de contratos dentro do ACR, os *Contratos Iniciais*. Eles foram firmados na época da transição do processo de regulamentação do mercado de energia. Basicamente, são acordos bilaterais entre os agentes geradores e distribuidores que visaram garantir o atendimento à demanda dessas empresas.

O término da grande maioria desses contratos iniciais aconteceu em dezembro de 2005, porém contratos iniciais firmados com agentes distribuidoras da região sul, possuíam término previsto para dezembro de 2011. Pela figura abaixo se pode notar a redução significativa dos contratos iniciais.

Figura 2.8 – Energia contratada por meio dos Contratos Iniciais

Pela Figura 2.8, pode-se perceber que em 2005 foi o último ano com contratação de energia expressiva por meio dos Contratos Iniciais. Após esse ano o valor não ultrapassou os 3600 GWh e reduziu até o final de 2011, quando se extinguiu por completo.

2.2.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre, hoje operacionalizado pela CCEE, começou a dar seus primeiros passos com a promulgação da Lei nº 9.074 de 1995 onde criou-se o conceito de consumidor livre que, atendendo aos requisitos estabelecidos na legislação vigente poderá escolher seu fornecedor de energia elétrica.

Em decorrência das diversas modificações no setor elétrico, descrito na introdução deste documento, o Ambiente de Comercialização Livre (ACL) foi instituído em meados de 2003 e 2004, e regulamenta um segmento do mercado de energia no qual é possível realizar contratos bilaterais de compra e venda de energia livremente, seguindo procedimentos específicos determinados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Este ambiente livre visa incentivar a competição na compra e venda de energia entre os agentes de geração e comercialização, e a procura de uma flexibilidade na compra

de energia por parte dos consumidores (livres), visando menores gastos com energia e consequentemente maior eficiência.

O Ambiente de Contratação Regulado descrito anteriormente possui como característica principal o preço da energia, que é definido por meio dos leilões e impactam diretamente na tarifa futura da energia para o consumidor cativo. Aliada à essa característica, o ACR também explicita um panorama do parque gerador nacional e incentiva a competição por novos empreendimentos de geração, e contribui como base para análise das necessidades de expansão do SIN para atendimento à demanda.

Dessa forma, o consumidor cativo fica condicionado ao preço ofertado pela distribuidora onde, muitas vezes, pode ser um preço não competitivo para o consumidor. Assim, a reclassificação deste consumidor cativo, com grande demanda de energia elétrica, em consumidor livre ou especial traz uma nova abordagem sobre os gastos com eletricidade, passando de despesa para uma situação de oportunidade de redução de custo e consequente aumento na competitividade.

Contrapondo ao ACR, os preços no Ambiente de Contratação Livre são definidos pelo próprio mercado, e irão influenciar as estratégias dos agentes geradores e comercializadores de energia, que irão refletir no preço final ao consumidor livre. Estes preços podem ser divididos em dois grupos no mercado livre. No mercado de curto prazo, também denominado Mercado *Spot*, a imprevisibilidade do preço mensal é muito grande em consequência, principalmente, da aleatoriedade das vazões hidrológicas afluentes às UHEs. No mercado de longo prazo, existe maior estabilidade de preço, pois este é função da liquidez do mercado, do desempenho da economia e das expectativas de expansão do sistema.

Como determinado em legislação, podem participar deste ambiente agentes vendedores e comercializadores de energia, consumidores livres e especiais. Dentre os agentes vendedores estão os Geradores de Serviço Público, Produtores Independentes e Autoprodutores, como indústrias e usinas de cana de açúcar. Os agentes distribuidores somente estão autorizados a participar do ACR.

A figura do consumidor livre foi criada a partir da Lei 9.074/95 e rege que somente podem ser classificados como Consumidores Livres, aqueles que possuem demanda superior a 3 MW e tensão de fornecimento acima de 69 kV. Ligações efetuadas a partir de julho de 1995 podem ter fornecimento em qualquer nível de tensão. Normalmente esses consumidores livres são grandes indústrias, com alto consumo de energia.

Esses consumidores livres devem ser registrados na CCEE como agentes e para tornar-se tal, devem notificar a distribuidora de sua área de atuação com antecedência de um ano. Caso queira retornar à condição de consumidor cativo, deve realizar notificação com antecedência de cinco anos, ou antes, caso seja de interesse da distribuidora.

Os consumidores especiais devem possuir demanda entre 500 kW e 3 MW e devem contratar energia de fontes incentivadas como PCHs, biomassa e eólica, através dos Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI) obtendo descontos nas tarifas de uso da distribuição e transmissão (TUSD e TUST) proporcionais aos incentivos de cada fonte vendedora. Os prazos de notificação para o agente distribuidor para tornar-se consumidor especial ou deixar de sê-lo é de seis meses e, assim como o consumidor livre, ele deve ser registrado como agente na CCEE.

Esses tipos de consumidores, opcionalmente, podem ser representados por agentes comercializadores de energia, no qual seu papel é intermediar as comercializações entre gerador e consumidor, assumindo parte dos riscos e trazendo liquidez para o mercado em troca de premiações vindas de rentáveis contratos.

O papel do agente comercializador tem atraído a atenção dos investidores, motivado pela tendência de crescimento do ACL e rendimentos promissores. Uma prova disso é o crescente número de agentes cadastrados na CCEE nos últimos anos. Porém, operar no mercado de energia elétrica possui um alto risco associado, devido à diversidade de normas e leis que regem este mercado, as incertezas futuras de hidrologias e preços, as tendências de demanda e mercado, bem como a própria comercialização.

A Figura 2.9 a seguir, adaptada de (CCEE-b, 2010), mostra a distribuição entre os mercados regulado e livre. Nota-se que o ACL abrangeu, em 2010, mais de um quarto de toda a energia comercializada no SIN e, dentre essa quantia, a maioria é entre consumidores livres e especiais.

Resumidamente, o ACL se baseia na celebração de dois tipos básicos de contratos firmados entre os agentes: Contratos Bilaterais de Curto Prazo e de Longo Prazo. Os contratos bilaterais considerados de curto prazo referem-se a períodos de até seis meses de horizonte, acima disto é considerado longo prazo.

Figura 2.9 - Distribuição do Consumo de Energia entre ACR e ACL em 2010

É dito contrato bilateral, pois nesse ambiente não fica a encargo da CCEE, ou ANEEL, definir o montante de energia, horizonte do contrato e nem o preço de comercialização dessa energia. O acordo é tratado entre as partes contratantes e apenas é registrado na CCEE o montante contratado e o período, para fins informativos nos cálculos efetuados por ela, como contabilização de energia contratada e para a liquidação das diferenças.

Atualmente existem algumas modalidades de contratos dentro da classificação bilateral, dentre eles os Contratos a Termo (*Forward*), Contratos Futuros, Mercado de *Swaps* e Contratos de Opção. A seguir será feita uma breve explanação dos contratos supracitados quanto suas características principais.

2.2.2.1 Contratos a Termo (*Forward*)

Os Contratos a Termo têm como principal característica a customização, não dotado de uma padronização como os Contratos Futuros, descritos a seguir. Este tipo de contrato tenta adequar as cláusulas contratuais a fim de consolidar os objetivos das partes contratantes.

Dessa forma, termos como montante contratado, prazos de entregas, preços, dentre outros, são objetos de barganha, tornando esta modalidade de contrato mais atrativa. O volume de Contratos a Termo negociado é maior que em mercados futuros, geralmente são

de longo prazo e são alvo dos agentes produtores e comercializadores que operam como *hedgers*⁶.

Estes agentes, operando estrategicamente como *hedgers*, tratam a energia como mercadoria de comercialização, e devem garantir uma margem mínima de venda a longo prazo de forma que consigam honrar seus compromissos contratuais. Assim, em longo prazo, é possível minimizar a incerteza de suas receitas.

A comercialização tratada como mercadoria, muito conhecida como comercialização de papéis, segue uma relação de *trade off* entre preço, prazo e prazo para início da entrega da energia. Essa relação, melhor explicada na metodologia de precificação utilizada neste trabalho, estabelece que quanto menor o prazo de contrato e menor o prazo de início de entrega, o preço é extremamente aderente ao PLD. Quanto maior o prazo do contrato e entrega de energia, menos relacionado ao PLD e mais próximo aos preços de leilões e Custo Marginal de Expansão fica o preço desses contratos.

2.2.2.2 Contratos Futuros

Os Contratos Futuros são muito semelhantes aos Contratos a Termo quanto à fixação da data e quantidade a ser contratado. Basicamente consistem em contratos altamente padronizados contendo regras para comercialização de energia a um preço, quantidade e data pré-definidos e sua liquidação financeira reajustada periodicamente com base no mercado.

Esse modelo de contrato padronizado, aliado às regras de liquidação financeira, possibilitou a celebração destes, dentro do ambiente das Bolsas de Valores. Neste ambiente existe a possibilidade de liquidar os contratos futuros antecipadamente, o que dá ao agente a condição de gerenciar seus riscos e controlar possíveis perdas ou mesmo lucro.

Consequente a essa característica de liquidação antecipada, decorre a vantagem de dar aos Contratos Futuros mais liquidez de mercado, possibilitando a compra e venda com maior facilidade e frequência, a qualquer tempo dentro do limite de liquidação do contrato.

Como em qualquer Mercado Futuro este tipo de comercialização é a base principal de mercados derivativos⁷. São os primeiros produtos comercializados no piso das Bolsas e possuem a característica de medir a atratividade dos investidores pelo ativo em questão.

⁶ *Hedge* é um termo largamente utilizado em mercados financeiros, e define uma estratégia de operação utilizada para proteger o investimento. Então *hedgers* são os agentes que tomam atitudes nas quais visam proteger, ou pelo menos minimizar, suas estratégias dos riscos de mercados.

⁷ Derivativos são contratos celebrados nos quais se definem os pagamentos futuros baseado no preço de um ativo de mercado. Então o mercado derivativo realiza negociações baseado em índices de ativos, commodities, etc.

2.2.2.3 Mercado de Swaps

O mercado de *Swaps* também é bastante utilizado para agentes que querem se proteger dos riscos de flutuação de preço. Agentes vendedores se blindam contra uma forte baixa dos preços de sua energia, e do lado oposto, agentes compradores procuram o Mercado de *Swap* para se proteger da alta dos preços.

O objetivo desse mercado é trocar um índice variável que regula o mercado, e consequentemente os preços flutuantes, por um índice fixo tornando essa troca com base em valores mais controláveis.

Supondo um índice variável qualquer como referência, estipulado no contrato, como o preço *spot*: caso a diferença entre esse índice de referência e o preço de contrato fixo seja positiva, ou seja, o preço *spot* é maior que o preço fixo, a parte vendedora deve receber uma taxa da parte compradora relativo ao produto da diferença entre esses índices pelo montante de energia. O inverso procede para diferença negativa entre esses índices, com a parte vendedora pagando uma taxa à compradora.

Por essa característica de comparação entre índices fixos e variáveis, o Mercado de *Swaps*, também é bastante conhecido como Mercado das Diferenças, ou mesmo Contrato por Diferença e representa uma alternativa interessante aos agentes que desejam a mitigação dos riscos de seus investimentos. Vale ressaltar desde já que esta nomenclatura (Mercado das Diferenças) citada neste tipo de contrato não equivale ao mercado de curto prazo operacionalizado pela CCEE e descrito adiante.

Nessa modalidade de mercado, existem ainda, algumas classificações internas que regem características particulares das especificações dos contratos e comportamentos e são descritas a seguir.

Swap Comum, ou mesmo *Swap Vanilla*, como o próprio nome indica, é uma classe de contratos mais simples, no qual é a base do que foi descrito acima. Esse tipo de contrato realiza uma troca de preço variável por um preço fixo e, justamente por sua simplicidade, possui uma liquidez maior que contratos mais complexos. É bastante utilizado por agentes com interesses em firmar resultados em longo prazo. Outra razão para essa opção se deve ao pouco contato e conhecimento por parte dos agentes em mercado de derivativos e disto, decorre uma aversão natural ao risco.

Swap sobre Diferença, ou *Differential Swap*, tem o mesmo funcionamento básico do *Swap Comum*. A característica deste tipo de contrato é que o índice tomado como referência é composto pela diferença entre dois índices inter-relacionados. O risco ao qual

o agente quer se proteger com essa modalidade de contrato é diferente do *Swap Comum*. Este tipo de contrato não visa minimizar a exposição ao preço variável, e sim proteger grandes variações de fluxo de caixa de ambas as partes, com base no descolamento desses dois índices de referência.

Existem ainda, outras formas de contratos, como *Swap de Margem* e *Swap com Participação*, porém são menos expressivos. O *Swap de Margem* é dado por uma composição de *Swaps Comum* e seu intuito é garantir uma margem fixa de lucro durante certo tempo estabelecido pelo contrato, travando seus preços de compra de produtos e venda de outros. Não é muito estabelecido em mercado de energia elétrica.

O *Swap com Participação* veio com a necessidade de oferecer mais competitividade por parte dos Agentes vendedores. Esses assumem uma parte maior dos riscos pela variação do preço, reduzindo o preço *Swap* no caso de diferença negativa, onde o comprador deve efetuar o pagamento da taxa. Este também não é uma modalidade de contrato muito utilizado em mercado de energia.

2.2.2.4 Contratos de Opção

São assim chamados, pois dá aos contratantes a opção de realizar a comercialização de energia na data, quantidade e preço especificado, não sendo obrigatória a realização da comercialização.

Neste tipo de contrato, existe um custo para a opção de executar o contrato, denominado *prêmio da opção*, pago antes da vigência do contrato. Este pagamento dá ao contratante a opção de realizar, ou não a comercialização de energia até a data determinada. Isso é interessante para os agentes, em vista da dinâmica do mercado de curto prazo, pois na data de execução do contrato, caso o preço *spot* interessar ao comerciante ele tem a opção de não realizar a compra ou venda da energia. Caso o contratante exerça do seu direito de não executar o contrato, fica somente o cargo do pagamento do prêmio da opção, determinado contratualmente entre as partes interessadas.

Existem dois tipos de contratos de opção, os Contratos de Opção de Compra (*Call Option*) e os Contratos de Opção de Venda (*Put Option*). Para uma opção de compra, caso o preço *spot* esteja menor que o preço estabelecido no contrato, o comprador que teria um prejuízo, exerce a opção de não comprar a energia contratada tendo somente como débito o prêmio da opção, ou caso o *Preço de Exercício* esteja menor que o preço *spot* o comprador poderá comprar a energia ao valor contratado.

Para uma opção de venda, caso o preço *spot* esteja acima do preço contratado e seja de interesse do vendedor, pode-se não exercer a venda contratada e comercializar essa energia no mercado de curto prazo, ficando apenas com o déficit do prêmio da opção. Ainda, caso o preço no mercado de curto prazo esteja menor que o preço contratado o vendedor poderá exercer a venda de energia contratada ao preço de exercício.

Dentro dos Contratos por Opção existem quatro modalidades básicas praticadas no mercado mundial e aplicadas ao mercado de energia elétrica, são elas: opção europeia, opção americana, opção asiática e opção de *swing*.

Na opção europeia, a opção de executar a compra/venda do contrato somente é possível na data limite prevista em contrato e, geralmente o preço do ativo comparado é do fechamento nesta data. Na opção americana, tem-se até a data limite estabelecida para executar, ou não, o direito do contrato sob o preço de mercado.

Na opção asiática assume-se a opção de executar o direito do contrato na data de expiração, como na opção europeia, porém o preço em questão é uma média calculada em um período especificado previamente em contrato.

Dentro da opção de *swing*, existem ainda duas modalidades específicas, aos quais são amplamente executadas em mercados de energia: Guiado por Demanda (*Demand-driven*) e Guiado por Preço (*Price-driven*), são contratos que levam em consideração basicamente as contrapartes envolvidas.

Os interesses em *Contratos Price-driven* são contrapartes contratantes que podem tanto comprar quanto vender energia (comercializadores em geral), e em *Contratos Demand-driven* são composto por agentes que, em uma das pontas são apenas compradores (consumidores). Basicamente, este tipo de contrato não tem uma formulação padrão e dá a opção de modificar as quantidades contratadas de energia em uma faixa estipulada e por quantidades fixas previamente em contratos.

São contratos bastante celebrados no ACL devido principalmente à sua flexibilidade, sendo de interesse do comprador para minimizar os riscos de subidas de preços, bem como variações de demanda pelas quais ficaria exposto ao risco do mercado *spot*.

Outra possibilidade de comercialização se dá no mercado de curto prazo, o qual se configura como uma especialidade do ACL, onde os montantes de energia são calculados a partir da diferença de energia contratada e verificada pelo sistema e seu preço possui particularidades que serão descritas a seguir.

2.2.2.5 Mercado de Curto Prazo (*Spot*)

A principal característica do Mercado de Curto Prazo está relacionada à incerteza associada ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD é calculado tendo como base a otimização da geração ao menor custo, como discutido no tópico de Planejamento da Operação Energética.

A decisão do despacho energético das usinas integrantes do MRE é realizada de forma centralizada, ou seja, o gerador não tem sob seu controle quanto, nem quando gerar energia, ficando a cargo do ONS determinar uma geração ótima para cada usina, visando o menor custo global. Deste processo de despacho energético ótimo obtém-se o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa o custo para se gerar uma unidade de MWh adicional ao sistema e é dado pelo preço da térmica com disponibilidade de geração com menor custo na ordem de mérito, ou pelo valor da água quando for o caso.

A partir da otimização da operação do SIN, obtendo os dados de CMO, é possível calcular o Preço de Liquidação das Diferenças. Preço este que é dado semanalmente, por subsistema e por patamar de carga (pesado, médio e leve). Anualmente a ANEEL determina um preço máximo e mínimo onde o preço deve ser limitado e calcula-se o PLD a partir da equação abaixo.

$$PLD_S = \min\{\max(PLD_{MIN}; CMO_S); PLD_{MAX}\} \quad (2.5)$$

Onde:

PLD_S : PLD dado por subsistema S ;

S : Subsistema;

PLD_{MIN} : Preço mínimo do PLD;

PLD_{MAX} : Preço máximo do PLD

CMO_S : Custo marginal da operação para o subsistema S ;

O grande desafio envolvendo o mercado de curto prazo está na possibilidade de se prever o PLD futuro, ou propor metodologias para estabilizá-lo em longo prazo. Diversos trabalhos propõem análises e estudos para a volatilidade do preço da energia brasileira, como em (Leme, Turrioni, Balestrassi, de, & Santos, 2008), que se utiliza do método GARCH (*Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedastic*) para o estudo do preço em regiões brasileiras; (Côrtes, 2003) também realiza um estudo bastante completo sobre a modelagem, previsão e análise do PLD no mercado de curto prazo.

Também foi objetivo de estudo de (Sacchi, 2009) a obtenção de uma nova política de operação que melhor caracterizasse o comportamento do sistema, através de duas linhas de pesquisas. Tratando do problema da previsão de vazões afluentes e outra propondo uma nova abordagem para o Planejamento da Operação Energética, capaz de definir uma sequência de operação mais estável e de menor custo.

A comercialização de energia é diretamente influenciada pelo PLD, uma vez que em negociações bilaterais, o preço dos contratos muitas vezes é tomado como uma função dele e em negociações *ex-post*, o contrato normalmente se firma a partir do PLD acrescido de ágio.

Basicamente, a diferença, ou *spread*, entre os preços de contratos e o PLD se dá pela liquidez do mercado, ou seja, a facilidade em comprar/vender energia ou mesmo contratos. Quanto menor for a liquidez, maior deve ser o *spread* dos preços. Dessa forma os contratos refletem não somente a operação do sistema, mas também aos requisitos de mercado como oferta e demanda.

Uma vez que o PLD influencia diretamente nos preços dos contratos, uma forma de minimizar o efeito do risco é diversificar os contratos bilaterais com o objetivo de equilibrar a carteira de contratos, ou *portfólio*, do Agente. Com isso o agente gerencia melhor seu portfólio, mitigando os riscos envolvidos e honrando seus compromissos contratados. Este volume de energia negociado pode ser verificado na Figura 2.10 a seguir (CCEE-b, 2010).

Figura 2.10 - Energia Comercializada no Mercado de Curto Prazo a partir de 2008

No preço de contratos negociados no ACL está embutido o custo do risco assumido pelo agente para a comercialização de energia. Estes riscos provêm da incerteza da hidrologia futura, inadimplência dos agentes, dentre outros. Esse custo de risco embutido no preço dos contratos se mostra como o custo de oportunidade do agente, a partir do qual este poderá obter bons rendimentos de receita caso a dinâmica destas incertezas envolvidas se mova favorável à estratégia de atuação e o gerenciamento dos riscos.

Como visto, existem diversas formas de comercialização de energia no mercado brasileiro, dentre elas os leilões pelo ACR, variados modelos de contratos de longo prazo e de curto prazo pelo ACL, ou mesmo a liquidação das diferenças de energia realizada pela CCEE ao Preço de Liquidação das Diferenças.

Pela diversidade de contratos o qual o agente poderá efetivar, associada às incertezas futuras, o agente deve ter uma ferramenta que o auxilie no gerenciamento do risco associado nesta comercialização. A seguir será explanada uma breve revisão acerca do gerenciamento de risco.

3 ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO

Como visto anteriormente, agentes geradores, comercializadores, autoprodutores e consumidores livre (ou incentivados) podem realizar suas negociações de energia através de diversos modelos de contratos e com variados agentes no ACL e/ou ACR. Exceto as distribuidoras que somente estão autorizadas comercializar energia no ACR.

A geração das usinas que fazem parte do SIN pode ser destinada à comercialização nos dois ambientes, uma porcentagem no ACR e outra no ACL e, neste decidir sobre as formas de contratação de acordo com sua estratégia de atuação. Os agentes comercializadores, representados pelos consumidores livres, especiais, importadores, exportadores e comercializadores também possuem inúmeras formas de comprar/vender energia no ambiente livre, de acordo com a necessidade e as características de consumo, investimento e comportamento em relação ao risco.

A comercialização com diversos tipos de agentes compradores e vendedores, combinado com as muitas modalidades de contratos, resultam em uma gama de possibilidades e combinações que torna complexa a definição de uma estratégia de atuação. Aliada a essa diversidade de combinações, somam-se as incertezas associadas à imprevisibilidade das vazões futuras, o PLD e tendências de mercado.

A partir do problema descrito tem-se a noção das inúmeras variáveis que o agente tem que monitorar para elaborar um planejamento e tomada de decisão. Para isso, uma boa ferramenta de auxílio na gestão de risco se faz fundamental na obtenção de bons resultados, conseguindo competitividade e crescimento no mercado.

Os contratos celebrados no ambiente livre seguem uma relação de preços que é dependente do mercado de curto prazo (PLD) e longo prazo (leilões, dentre outros). Mais adiante será abordada sucintamente esta relação considerada no estudo entre preços, prazos e período de vigência do contrato. Em suma, o mercado de energia é considerado um modelo com características de Mercado Derivativo, pois os contratos são celebrados tomando como base (derivando de) outro ativo, ou seja, os pagamentos futuros são baseados no comportamento do PLD, Custo Marginal de Expansão (CME), dentre outros.

Embora essa modalidade de comércio já seja conhecida e praticada a séculos, o nome Mercado de Derivativos é utilizado a pouco tempo, relativamente (Marins, 2009). Até o ano de 1973, o sistema utilizado era o câmbio entre dólar e ouro que proporcionava uma paridade fixa entre essas moedas. A partir deste ano, quando ocorreu a primeira crise

do petróleo, as demais moedas se tornaram extremamente voláteis tornando os preços praticados muito instáveis, prejudicando a economia de cada país.

Disto resultou uma necessidade de maior proteção contra a grande alta nos preços dos insumos básicos à produção, bem como baixas no preço final dos produtos comercializados. E ainda, com o enorme crescimento do comércio mundial, devido principalmente à globalização, agentes financeiros do mundo todo têm investido na criação de produtos com comercialização derivativa a fim de proporcionar menores riscos.

Paralelo a esse crescimento do mercado derivativo, crescem também os investimentos em ferramentas de análise, ou medição, do risco do investimento nesse tipo de negociação, podendo assim tentar gerenciá-lo da melhor forma possível.

O conceito de risco, no mercado moderno, é algo que foi tratado por Markowitz em seu trabalho pioneiro (Markowitz, 1959), que deu origem a Moderna Teoria das Carteiras. Nele, Markowitz discorreu sobre a relação entre Retorno e Risco. O risco de um determinado ativo é medido pela variação de seu preço, onde comumente se trabalham essas variações de forma absoluta, relativa ou mesmo logarítmicas.

O gerenciamento do risco deve ser feito em três etapas, sendo elas a (i) Identificação do Risco, (ii) Medição do Risco e (iii) Gerenciamento do Risco. No mercado financeiro, o risco se divide em quatro grandes grupos (Duarte, 1996): Risco de Mercado, Risco Operacional, Risco de Crédito e Risco Regulatório.

Basicamente, Risco de Mercado é dependente da dinâmica do preço diante das variações de mercado. O Risco Operacional é relacionado às perdas devido a erros de sistemas, controles ou mesmo erros humanos. Já o Risco de Crédito está relacionado com a não honra dos contratos por parte de um dos contratantes, considerando que estes recursos não mais serão revistos. Por último, e não menos importante, o Risco Regulatório que se baseia em perdas devido a contratos não amparados legalmente ou alteração de regras após a fixação de contratos.

No mercado de energia, algumas classificações de risco podem se enquadrar nos quatros grupos supracitados, mas possuem características particulares. De (Paravan, Sheble, & Golob, 2004) temos algumas das mais importantes classificações de risco, são elas: Risco de Preço, relacionado à incerteza do preço de mercado e Risco de Volume, relacionado à imprecisão da previsão de produção, agravante em sistemas hidráulicos como o brasileiro. Outros riscos como a liquidez dos ativos no mercado e risco de regulação são alguns das muitas ameaças que devem ser levados em conta para operar neste tipo de mercado.

Ao identificar os riscos ao qual o agente está sujeito, o próximo passo é obter uma métrica para mensurar o quão expressivo é este risco. Ainda hoje é muito discutida uma métrica oficial que consiga traduzir especificamente o risco de algo em apenas um número, de forma absoluta, pois isto é extremamente complexo de ser realizado.

Devido ao grande interesse, e investimento nessa área, diversas abordagens foram desenvolvidas e que podem ser encontradas na literatura, cada qual com sua aplicabilidade, levando em consideração um conjunto de informações cabíveis com o cenário analisado, como tipo de dados, horizonte planejado, dinâmica de mercado, dentre outros.

A maioria das ferramentas financeiras aplicadas ao mercado de energia é de caráter estocástico. Uma das abordagens faz análise da variância como medida do risco, estudada na teoria de portfólios introduzida por Markowitz. A limitação dessa análise é a equalização da flutuação do retorno tanto abaixo quanto acima do esperado, ou seja, variações representando perdas e lucros possuem o mesmo peso, o que pode gerar resultados enganosos em casos de distribuições assimétricas. A variância de uma função de lucro, π , é dada pela equação abaixo.

$$\text{var}(\pi) = \sigma^2 = E \left[(\pi - E(\pi))^2 \right] \quad (3.1)$$

Onde, $E(\pi)$ é o valor esperado (médio) da variável aleatória π .

Da equação acima temos a interpretação da variância, que é o valor esperado do quadrado do desvio de π da sua própria média.

Outra ferramenta de cunho estatístico financeiro que ganhou muita fama no início do processo de mercados organizados e do gerenciamento de risco foi o *Value-at-Risk* (*VaR*), conhecido também pela sua tradução de Valor em Risco. O VaR foi a ferramenta resultante de uma encomenda do banco americano J. P. Morgan a seus analistas para melhorar suas análises de risco que, em meados de 1994, publicou um compêndio escrito por especialistas técnicos e acadêmicos, e ficou denominado *Risk Metrics*, ainda hoje muito utilizado como métrica de risco.

O conceito do VaR, segundo (Jorjain, 2006), consiste em mensurar, com certa probabilidade, quanto um ativo poderá depreciar-se durante um certo horizonte de tempo. De forma mais simples, essa metodologia indica que é esperado ocorrer perdas superiores ao valor em risco (VaR) em apenas β % do tempo, onde β é a porcentagem associada ao risco condizente à totalidade de cenários analisados. Normalmente se trabalha com β variando entre 1% e 10%. Para definir a solução do valor em risco tem-se: dado uma

variável aleatória X e um nível de significância β , o valor ξ que soluciona a relação abaixo é o VaR da carteira de investimentos.

$$P(X \leq \xi) = \beta \quad (3.2)$$

Onde, P é a probabilidade da ocorrência do fato.

Como exemplo, na Figura 3.1 a seguir tem-se uma curva de permanência da receita de um agente qualquer em função dos cenários históricos. O corte do VaR foi representado em aproximadamente 10%, e seu valor é aproximadamente 1,5 bilhões de reais. Apesar de ser uma métrica bastante intuitiva, o VaR possui características que prejudicam a métrica de risco quando realizada sozinha.

Figura 3.1 - Valor em Risco para uma distribuição de receita em função dos cenários

O VaR é o valor no qual assume-se a ocorrência de perdas maiores ou igual que ele, relacionado a uma probabilidade. No caso da Figura 3.1 acima, representou-se o valor em risco (1,5 bilhões de reais) associado aos 10% piores cenários. Porém, esta análise não leva em consideração a intensidade dos piores resultados, localizadas à esquerda do corte, denominada de cauda da curva de permanência. Então, à percepção do VaR, não há diferença entre uma cauda mais rasa e outra mais profunda.

A Figura 3.2 a seguir mostra duas curvas de permanência de receitas com diferentes caudas. Para as duas distribuições o $\text{VaR}_{10\%}$ representa aproximadamente o mesmo valor (1,5 bilhões de reais). Entretanto, na ocorrência de um cenário que provoque uma receita inferior ao corte, na Série 1 o impacto provavelmente será bem maior do que a esperada para a Série 2, pois uma se aprofunda mais rápido que a outra, tendo assim maior intensidade de perdas.

Figura 3.2 - Valor em Risco para duas distribuições de receitas em função dos cenários

Esta limitação foi bastante criticada por muito tempo, pois gera uma falsa segurança mensurar o risco considerando apenas um corte para os piores cenários.

Outras medidas estocásticas, que derivaram do VaR, foram criadas a fim de englobar características específicas para cada análise e tipos de dados e tentar suprir as deficiências do método anterior. Ferramentas como a *Earning-at-Risk* (EaR) no qual leva em consideração o ganho em risco, *Profit-at-Risk* (PaR) levando à análise o lucro, *Cash Flow-at-Risk* (CFaR) e o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) são as mais difundidas no ambiente financeiro, cada qual com suas características.

O CVaR, que será o principal método de métrica de risco deste trabalho, é uma variação ao VaR, pois retorna um valor que leva em consideração a cauda da distribuição.

Em termos gráficos, podemos dizer que CVaR é o valor que representa a área da cauda formada à esquerda do corte dado pelo VaR. Desta forma, uma cauda com queda mais brusca e que representa maior impacto com menores receitas, ou até mesmo cenários de prejuízo operacional.

A Figura 3.3 a seguir exemplifica a deficiência do VaR frente a intensidade das menores receitas e mostra as duas distribuições exibidas na Figura 3.2, cujo corte para o VaR foi o mesmo, em 10% dos cenários. As áreas para as duas distribuições representadas em amarelo e azul, equivalem ao CVaR para as duas séries.

Figura 3.3 - CVaR para duas distribuições quaisquer com o mesmo VaR

É notável que a área da Série 2 (amarelo) é maior em relação à Série 1 (azul) e, consequentemente, maior valor de CVaR. Isso representa que os 10% cenários cujas receitas foram piores são mais impactantes na Série 1 do que na Série 2, caso ocorram.

A relevância do impacto dos piores cenários de receitas é a principal característica e o ponto forte da metodologia CVaR, trabalhando com análises em múltiplos cenários finitos. A abordagem a ser utilizada desta ferramenta é definir o valor mínimo para o CVaR e a porcentagem de corte. A partir disto, o modelo deverá realizar a otimização baseada, dentre outras restrições, nesta restrição de risco e adequar suas decisões contratuais para que todas as curvas de contratação respeitem este valor de CVaR pré-definido.

Visto que o CVaR é calculado considerando a distribuição a esquerda do corte VaR, pode-se dizer também que o CVaR é uma restrição condicional, com sua limitação superior dada pelo VaR, ou seja, $CVaR \leq VaR$. Uma comparação efetiva entre as duas métricas, levando-se em consideração fatores como posicionamento do agente em relação ao risco e desvio padrão da amostra, é bem descrita em (Alexander and Baptista 2004) e pode ser bastante útil para determinar qual métrica é mais vantajosa para cada tipo de situação de investimento e propensão ao risco.

Variados trabalhos com métodos estatísticos foram apresentados visando o gerenciamento de risco no mercado de energia. Dentre eles, (Gomes, Brandão et al. 2009) utiliza-se da Medida Ômega, onde se estabelece um valor limite para o retorno, na qual valores acima deste considera-se lucro e abaixo, prejuízo. Dessa forma, dada uma distribuição e o limite determinado exogenamente, pode-se comparar estatisticamente o ganho e a perda, ponderando seus valores sobre restrições do tipo VaR.

Trabalhos de análise de mercado internacionais de energia também seguem um raciocínio semelhante, onde se desenvolve uma estratégia de *hedge*, tomando como base otimização com restrições em CVaR, como feito em (Paravan, Sheble et al. 2004), trabalhando com função de perdas de um agente. Análises do mercado nórdico de energia são feitas em (Vehviläinen and Keppo 2003), através de Simulações de Monte Carlo e implementação de métodos numéricos para seleção ótima de portfólios.

Também temos que (Aguiar 2004), e em seu trabalho posterior (Aguiar 2008), realizou a otimização de carteira de contratos para energia elétrica baseando-se em Função de Utilidade e Equivalente Certo, ou mesmo na implementação de uma métrica denominada Curva de Disposição a Contratar (CDC) onde se determina a quantidade de energia a contratar, dado o preço do contrato.

Encontra-se na literatura recente, trabalhos como (Sánchez 2008), no qual utiliza-se da Simulação de Monte Carlo para avaliação da exposição no mercado de curto prazo e do nível de energia disponível para suprir o contrato no caso de agentes vendedores e para o nível de cobertura contratual a fim de suprir a demanda dos usuários finais para o caso de agentes compradores.

Saindo dos métodos estocásticos, temos também o surgimento da aplicação de técnicas relativamente recentes e bastante difundidas em variadas áreas acadêmicas, como por exemplo, da área de inteligência artificial.

Métodos como os Algoritmos Genéticos (AG) são alvo de trabalho em (Ramos and Susteras 2006) e (Ramos and Susteras 2009) onde utiliza-se esta ferramenta com foco na previsão do comportamento esperado de um agente distribuidor, quanto a energia a ser comercializada em leilões, auxiliando os agentes geradores e possíveis vendedores participantes do ACR. Assim, estes agentes estariam mais preparados para poder estimar a curva “Oferta x Demanda” e consequentemente prever melhor o lance vencedor no leilão.

A análise de risco de mercado, sendo ela realizada de forma estocástica ou não, basicamente gera um par de resultados a ser considerado. O par “*Risco x Esperança de Lucro*” deve ser gerenciado da melhor forma, ou seja, o menor risco possível com o maior valor esperado de lucro. Essas terminologias claramente nos leva a pensar em otimização, onde se busca a melhor solução dentre as possíveis.

Neste contexto, três tipos básicos de otimização são mais frequentes no que tange o gerenciamento do par Risco x Esperança:

1. Maximizar a Esperança de Lucro com o fator de risco limitado em um valor pré-definido;

2. Minimizar o fator de risco sujeito à esperança de lucro sendo maior ou igual a um valor pré-definido;
3. Maximizar a esperança da Função Utilidade. Esta opção é dada pelo comportamento do agente de acordo com a propensão ao risco, avesso, neutro ou propenso a ele. Esta representação se torna mais complexa, à medida que é tomada de forma empírica, cabendo ao agente saber relacionar suas atitudes à FU.

Após realizar um panorama dos processos de comercialização realizados no Brasil, seja por agentes distribuidoras no ACR por meio dos leilões, por demais agentes comercializadores no ACL, por meio dos contratos bilaterais flexíveis ou inflexíveis, e no mercado de curto prazo, bem como dos riscos de mercado e o que tem sido proposto para o seu gerenciamento, observou-se o pequeno número de estudos sobre o assunto, visto que existem várias metodologias possíveis e diversas perspectivas (agentes geradores, distribuidoras, comercializadores), compreendendo uma grande possibilidade de temas a serem abordados e aprofundados.

Certamente, a combinação destes dois (metodologias e perspectivas) pode e deve gerar muitos estudos que irão contribuir para tornar o mercado de energia brasileiro melhor estruturado quanto ao conhecimento da sua dinâmica, visto que um mercado organizado e estável atrai o interesse de grandes investidores.

O grande beneficiário disto será o país, que contará com um crescimento do parque gerador que deverá suprir o crescimento da demanda, e na redução do custo final da energia elétrica tanto para o grande consumidor quanto para o consumidor cativo ligado à distribuidora.

4 METODOLOGIA

Este trabalho propõe expor brevemente as principais características do mercado brasileiro de energia elétrica, com o objetivo de revisar os conhecimentos acerca da comercialização de energia nos ambientes livre e regulado. Estes conhecimentos, obtidos através da análise da dinâmica e características do mercado, servirão de base para o objetivo principal que é desenvolver uma ferramenta que auxilie o agente gerador a tomar decisões na comercialização de energia elétrica operando no ACL.

A proposta apresenta um Otimizador Contratual, que leva em consideração as principais características do mercado de energia e, auxilia a tomada de decisão de quanto de energia contratar, em um dado período, de forma que maximize a receita do agente, com controle de risco. Como existem diversas perspectivas de comercialização e agentes, optou-se por trabalhar com o gerenciamento de carteiras de um agente gerador, onde este poderá comercializar contratos de longo prazo no ACL, ou ficar exposto ao risco do Mercado *Spot*.

Assim, o processo de otimização da receita do agente, considerando o gerenciamento da carteira de contratos, deve levar em consideração os riscos do mercado de energia elétrica. Riscos como dificuldades na previsão do PLD e afluições futuras, dentre outros, tornam o investimento desse agente extremamente complexo. Entretanto, estes fatores podem ser encarados como um custo de oportunidade, onde o gerenciamento do risco bem sucedido poderá trazer alta lucratividade para o agente.

O Otimizador Contratual aqui descrito tem como finalidade maximizar o valor esperado da receita do agente gerador, sujeito a restrições de risco do tipo estocástico. A métrica utilizada para mensurar este risco foi o CVaR (*Conditional Value at Risk*), por se tratar de uma métrica coerente, ou seja, com propriedades mais interessantes que o VaR (*Value at Risk*) para o caso em questão (Rockafellar & Uryasev, 2002).

A seguir será descrita de forma detalhada a metodologia utilizada para a obtenção da ferramenta desenvolvida, bem como os resultados, as análises e conclusões resultantes da utilização deste otimizador.

4.1 Breve descrição do Modelo de Otimização

O modelo de otimização de contratos visa maximizar a receita de um Agente que possui uma perspectiva de disponibilidade de energia, diante de múltiplos cenários, contemplando o montante de energia a comercializar. Para este trabalho utilizou-se a figura de um Agente Gerador com o despacho energético otimizado em múltiplos cenários para os próximos cinco anos.

Os cenários de geração, com seu preço *spot* associado, são dados de entrada para o modelo de otimização que, juntamente com os preços estipulados para cada contrato dentro do portfólio do Agente e um Limite de Lucratividade estipulado pelo agente, vão definir uma estratégia ótima que maximiza a receita esperada sujeito ao risco gerenciado.

São respostas do Otimizador as receitas para todos os cenários utilizados, em base mensal, para os diversos contratos do portfólio, a receita anual e as restrições de risco que foram ativadas. Ainda, como resultado principal, a receita bruta média esperada (dentre todos os cenários envolvidos), a Energia Contratada para cada prazo de contrato, ou o nível de exposição ao risco do mercado *spot*, e uma análise gráfica de todas as informações relevantes para o Agente.

A seguir serão descritas todas as etapas e características que envolvem a metodologia deste Otimizador Contratual.

4.2 Dados

O modelo trabalha com análise estocástica, de forma que sua estrutura exige a entrada de dados em base de múltiplos cenários. Este trabalho utilizou a figura do Agente Gerador da UHE Furnas, considerando a representatividade desta usina no SIN.

Os principais dados nesta estrutura são os da energia a ser comercializada pelo agente e seu preço *spot* associado. Estes dados foram obtidos do *software* desenvolvido pela UNICAMP denominado *Hydrolab*, onde se programou o despacho energético otimizado de todo o SIN em múltiplos cenários, sem considerar a tendência hidrológica no processo.

A partir deste despacho, pôde-se obter os dados da geração hidráulica do SIN, em base mensal para os anos de 2011 a 2015, juntamente com o CMO mensal associado ao Submercado SE/CO.

No intuito de tornar o Otimizador mais aderente às práticas utilizadas no despacho energético, foi preciso considerar a participação da UHE Furnas no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), onde cada usina recebe a Energia Alocada com base na sua

Garantia Física, e na geração hidráulica do SIN sobre a Garantia Física de todo o MRE. Vale ressaltar a consideração da sazonalidade da GF do MRE, obtendo assim um perfil de energia alocada aderente a essa sazonalização. Estes dados serão melhor demonstrados no capítulo posterior, onde serão exibidos os resultados do modelo.

O preço da energia resultante do despacho energético pelo *Hydrolab* é o Custo Marginal da Operação (CMO) em base mensal e para cada submercado. Este CMO foi ajustado para se obter o PLD, através de um limite superior e inferior, determinado anualmente pela ANEEL.

Desta forma, os principais dados energéticos necessários para criar os estudos de casos deste trabalho são os seguintes:

- Energia Alocada (EAloc) da UHE – 75 cenários de 60 meses;
- PLD em base mensal para o submercado onde localiza-se a UHE – 75 cenários de 60 meses;
- Garantia Física (GF) da UHE Furnas – 598 MWmed;

Os demais dados de entradas, assim como a modelagem matemática de otimização serão descritos a seguir.

4.3 Precificação de Contratos

O preço dos contratos é parte principal da estratégia de um Agente, pois é ele quem dita a viabilidade da compra/venda da energia, bem como a liquidez de seus contratos.

Cada Agente estabelece uma precificação de contratos conforme sua metodologia e estratégia, porém ele deve estabelecer uma relação entre preço, prazo e o tempo de espera da entrega de energia.

No presente trabalho procurou-se utilizar a metodologia contida em literatura (Ramos & Vitorino, 2010) que estabelece uma clara relação entre contratos, PLD, Leilões e CME como forma de estratégia de precificação dos contratos.

Essa relação estabelece que, quanto mais próxima a data de execução do contrato, mais relacionado à projeção do PLD está associado seu preço. Em contratos para mais de um ano, essa relação com o PLD diminui e seu preço começa a ficar mais aderente à projeção de leilões. Com prazos a partir de cinco anos, a relação dos preços de contratos está mais aderente aos leilões A-5 e ao Plano Decenal de Expansão (PDE). Estas relações estão descritas brevemente a seguir.

- 1º Ano: Preços baseados principalmente em Projeção do PLD acrescido de uma taxa referente ao ágio para a comercialização. Na metodologia utilizada foi adotado um ágio de R\$15,00 por MWh;
- 2º Ano: Preços baseados em uma relação de 90% para Projeção do PLD mais ágio e 10% para o custo ponderado de leilões com entregas próximas (existente, ajuste, leilões de geração distribuída, etc.);
- 3º Ano: Preços mais atrelados ao CME. Utilização da relação de 20% para Projeção do PLD mais ágio e 80% para CME dos leilões considerados antes acrescido de leilão A-3;
- 4º Ano: Preço não mais relacionado ao PLD. A relação estabelecida para este prazo está na ponderação entre CME de leilões A-3 e A-5;
- 5º Ano para frente: A partir do quinto ano, os preços utilizados estão atrelados à média entre os leilões A-5 e o Plano Decenal de Expansão;

Os dados de preços obtidos para análise deste trabalho foram obtidos do site da CCEE, onde expõe publicamente os resultados dos leilões operacionalizados por ela, bem como o histórico do PLD.

O modelo de otimização foi implementado para considerar um portfólio de contratos com prazo mínimo de um ano e máximo de cinco. Este prazo quinquenal foi estipulado com base no horizonte padrão para o Planejamento Energético Nacional (PEN) e, tendo em vista que grande parte dos contratos celebrados no ACL não ultrapassam os cinco anos.

Caso o Agente sinta a necessidade de aumentar esse horizonte de planejamento, visando melhorar na otimização a viabilidade de celebrar contratos de cinco anos com um prazo de entrega à frente, o modelo possui flexibilidade para se adequar aos dados inseridos.

A Tabela 2 a seguir demonstra todas as possibilidades contratuais consideradas pelo Otimizador. Por ela é possível observar a metodologia considerada pelo modelo onde, a energia contratada (E_c) e o Preço de Contrato (P_c) não variam durante o período de contratação. Para exemplificar a notação da tabela, considere o contrato C_{23} – que se refere a um contrato com 2 anos de prazo e entrega no 3º ano.

Dessa forma, o modelo pode fazer combinações de contratos que mais se adequa às condições de preço, energia contratada e risco, objetivando sempre maximizar a receita esperada do Agente.

Tabela 2 - Portfólio de Contratos considerados pelo Otimizador

ANO									
1º		2º		3º		4º		5º	
C11		C12		C13		C14		C15	
Pc11	Ec11	Pc12	Ec12	Pc13	Ec13	Pc14	Ec14	Pc15	Ec15
C21									
	Pc21	Ec21							
		C22							
			Pc22	Ec22					
				C23					
					Pc23	Ec23			
						C24			
							Pc24	Ec24	
	C31								
		Pc31	Ec31						
			C32						
				Pc32	Ec32				
					C33				
						Pc33	Ec33		
	C41								
		Pc41	Ec41						
			C42						
				Pc42	Ec42				
	C51								
		Pc51	Ec51						

Utilizando o método descrito acima como base para calcular os preços dos contratos, exibem-se na Tabela 3 a seguir os dados resultantes segundo as projeções de PLD obtidas, leilões analisados, dentre outros fatores e que serão utilizados neste trabalho.

Tabela 3 - Precificação dos contratos para utilização no trabalho, em R\$/MWh

ANO	1	2	3	4	5
Pc11 =	117,92	131,94	137,18	101,93	113,00
Pc21 =	122,43				
Pc22 =		131,87			
Pc23 =			117,16		
Pc24 =				105,32	
Pc31 =	123,85				
Pc32 =		118,74			
Pc33 =			112,68		
Pc41 =	114,91				
Pc42 =		113,75			
Pc51 =	110,76				
PLD médio	102,92	115,19	104,83	125,95	145,53

4.4 Modelo de Otimização

Como descrito no Capítulo 3 deste trabalho, este tipo de otimização só se faz coerente a partir do momento em que se gerencia a relação de *trade off* “risco x retorno”. Considerando esta relação, temos três perspectivas para trabalhar a otimização da receita de um Agente: Maximizar a esperança de lucro limitando o fator de risco; Minimizar o fator de risco limitando inferiormente a esperança de lucro; ou Maximizar a esperança da Função Utilidade.

No presente trabalho, optou-se por trabalhar a otimização maximizando a receita do Agente, segundo um fator limitante para o risco. Com isso, o Agente poderá definir claramente o nível de exposição ao risco, estipulando o valor da receita em risco e observar a receita máxima esperada para tal decisão de comercialização.

Este valor limite para a receita mínima será estipulado pelo valor de CVaR, modelado na forma de restrições do modelo de otimização, que serão discutidas mais adiante.

4.5 Modelagem Matemática

Um Agente Gerador, operando como vendedor de energia, pode celebrar diversos contratos nos ambientes livres e regulados. Dessa forma, tomar a decisão acertada sobre a estratégia de comercialização envolvendo os dois ambientes, prazos e montante a comercializar torna o problema de otimização da carteira de contratos de certa forma complexo.

Visto que o objetivo deste trabalho foi propor um sistema de suporte à decisão contratual do Agente, o modelo terá como resposta somente o montante de energia a contratar em longo prazo no ACL e o quanto ficar exposto ao Mercado *Spot*, e a qual risco ele estará sujeito. Detalhes típicos como sazonalidade da energia contratada no período contratual, modelo de contrato a celebrar (Futuro, Opção, *Swap*, etc.) não serão levados em consideração.

O modelo matemático utilizado no trabalho está explicitado na equação 5.1 abaixo. Este equacionamento contempla a contratação em longo prazo, dado pelo primeiro termo contido entre os colchetes, e a comercialização no mercado *spot*, dado pelo segundo termo.

$$(\max) E[\text{Receita}] = \frac{\sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T [\Sigma_{k,w} P c_{k,w} . E_c(t) + (E_{alloc}(j,t) - E_c(t)). PLD(j,t)]}{J} \quad (4.1)$$

Onde:

$E[\text{Receita}]$ – Esperança de retorno da receita [R\$];

J – Número de cenários do histórico;

T – Número de meses do horizonte;

$P_{c,k,w}$ – Preço dos contratos [R\$/MWh];

k – Prazo do contrato (1, 2, 3, 4 ou 5 anos);

w – Ano da entrega do contrato;

PLD – Preço da Liquidação das Diferenças [R\$/MWh];

E_c – Energia Contratada [MWh];

E_{aloc} – Energia Alocada no MRE [MWh];

Esta modelagem faz uma análise considerando a contratação em cada contrato estipulado no tópico 4.3 acima e determina a configuração de contratos que traz maior retorno ao Agente respeitando restrições de controle de risco que serão descritas adiante.

A equação 5.1 resulta em uma receita média entre os cenários do histórico, e a questão a ser respondida é: *“Quanto de energia contratar (E_c) e quanto ficar exposto ao PLD , dado os valores de preço de contrato e nível de exposição ao risco, de forma que resulte em maximização da receita?”*.

4.6 Restrições

As restrições deste modelo matemático representam características que devem ser observadas para tornar o resultado mais aderente à realidade, como as condições de geração da usina, condições de comercialização e de risco.

4.6.1 Restrição de Contratação

A restrição de contratação se baseia no limite permitido para contratação da usina. Esta energia contratada deve ser positiva e não ultrapassar o valor da Garantia Física (GF) da usina. A GF é o montante máximo de energia que um Agente poderá comprometer em contratos de comercialização.

Estipulou-se a GF da usina como valor limitante superior supondo que não foi destinada nenhuma porcentagem ao ACR. Caso a usina a ser analisada tenha uma parte da GF destinada ao ambiente regulado, somente se faz necessário ajustar este parâmetro ao limite disponibilizado para a comercialização no ACL.

Ainda, relativo ao limite de contratação, estipulou-se um fator de Perdas da Rede Básica do perfil de geração de 2,5%, e uma taxa relativa ao Consumo Interno da UHE de 0,5%. Desta forma, obteve-se o abatimento no limite de venda da usina de aproximadamente 3% da GF. Este valor poderá ser livremente ajustado de acordo com a necessidade da análise.

O modelo também pondera que o Agente já possui contratos firmados com exercício do contrato no período de análise. Dessa forma, uma parcela desta energia disponível já está comprometida e não poderá entrar no processo de otimização. Assim, basta que o Agente entre com os montantes de energia previamente contratados ($Ec_{inicial}$) nos campos referentes aos anos contratados, e a otimização já os desconsidera, subtraindo do limite superior.

Assim, tem-se a equação que representa esta restrição descrita.

$$0 \leq \sum_{Ano} Ec_t \leq (1 - Perdas_{TOTALS}).GF - Ec_{Inicial_Ano} \quad (4.2)$$

Onde,

$Perdas_{TOTALS}$ - Fator de Perdas de Rede Básica e Consumo Interno;

Ec_t - Energia Contratada no período t

$Ec_{Inicial_Ano}$ - Energia já comprometida, com entrega no *Ano* do horizonte

analisado;

4.6.2 Restrição para a Energia Contratada

Este conjunto de restrição descreve matematicamente a consideração de que a energia contratada neste trabalho não possui sazonalidade, ela deve ser “flat” durante todo o período de contrato. Como o modelo trabalha em base mensal, é necessário determinar que a energia contratada em todos os meses do(s) ano(s) devem ser exatamente iguais.

Assim, determinado quais contratos, dentre os estipulados na Tabela 2, serão a melhor opção de comercialização, a energia contratada neles deverá permanecer fixa durante o(s) ano(s) de vigência do contrato. O conjunto de equações a seguir descreve este tipo de restrição.

$$\begin{aligned} Ec_{21-Ano\ 1} &= Ec_{21-Ano\ 2} \\ Ec_{22-Ano\ 1} &= Ec_{22-Ano\ 2} \\ Ec_{23-Ano\ 1} &= Ec_{23-Ano\ 2} \\ Ec_{24-Ano\ 1} &= Ec_{24-Ano\ 2} \end{aligned} \quad (4.3)$$

$$\begin{aligned}
Ec_{31-Ano\ 1} &= Ec_{31-Ano\ 2} = Ec_{31-Ano\ 3} \\
Ec_{32-Ano\ 1} &= Ec_{32-Ano\ 2} = Ec_{32-Ano\ 3} \\
Ec_{33-Ano\ 1} &= Ec_{33-Ano\ 2} = Ec_{33-Ano\ 3} \\
Ec_{41-Ano\ 1} &= Ec_{41-Ano\ 2} = Ec_{41-Ano\ 3} = Ec_{41-Ano\ 4} \\
Ec_{42-Ano\ 1} &= Ec_{42-Ano\ 2} = Ec_{42-Ano\ 3} = Ec_{42-Ano\ 4} \\
Ec_{51-Ano\ 1} &= Ec_{51-Ano\ 2} = Ec_{51-Ano\ 3} = Ec_{51-Ano\ 4} = Ec_{51-Ano\ 5}
\end{aligned}$$

Os anos que não estão descritos neste conjunto de equações 5.3, como os Anos 3, 4 e 5 do contrato Ec23, deve ser estipulado como zero como medida de enquadrar a energia somente nos anos que representam a entrega do contrato.

4.6.3 Restrição de Risco

A restrição de risco implementada no modelo representa a metodologia descrita anteriormente, o *Conditional Value at Risk* (CVaR).

Entrando com a porcentagem (β), relativo aos cenários a considerar para o corte do CVaR, e um valor para o Limite de Lucratividade, de forma que o Agente consiga honrar seus compromissos financeiros e com seus acionistas, o modelo realizará a otimização determinando um nível contratual que determinará a máxima receita esperada, segundo as restrições estipuladas.

Como o período de análise é de cinco anos, foram estipuladas restrições de risco para o controle da receita do Agente em curto, médio e longo prazo, a fim de garantir a saúde financeira do Agente.

Dessa forma, o modelo irá realizar a análise e controle do risco para as menores receitas trimestrais, anuais e para o período de cinco anos. A escolha dos limites mínimos de receita em risco para cada período é livre para o Agente. Assim ele poderá realizar diversas críticas de estratégias: controlando a receita em curto prazo, demonstrando assim um comportamento mais avesso ao risco; controlando a receita em médio prazo estabelecendo ano a ano o valor limitante, evidenciando um comportamento neutro; ou mesmo relaxando as restrições de curto e médio prazo e somente efetuando um controle na receita quinquenal, demonstrando um comportamento mais propenso ao risco.

É possível também estabelecer combinações destas restrições, o que normalmente é mais comum, uma vez que olhar somente para a receita em curto prazo, ou somente em longo prazo não se mostra uma estratégia coerente à prática do mercado.

As equações básicas exibidas a seguir (5.5), demonstram o algoritmo utilizado no Otimizador Contratual. A modelagem matemática para cada uma dessas equações abaixo estão representadas na equação (5.6) logo após.

$$\begin{aligned}
CVaR(E_c)_{quinquênio} &\geq CVaR_{min-quinquênio} \\
CVaR(E_c)_{Ano1} &\geq CVaR_{min-Ano1} \\
CVaR(E_c)_{Ano2} &\geq CVaR_{min-Ano2} \\
CVaR(E_c)_{Ano3} &\geq CVaR_{min-Ano3} \\
CVaR(E_c)_{Ano4} &\geq CVaR_{min-Ano4} \\
CVaR(E_c)_{Ano5} &\geq CVaR_{min-Ano5} \\
CVaR(E_c)_{trim} &\geq CVaR_{min-trim}
\end{aligned} \tag{4.5}$$

Para cada uma das equações do conjunto acima, foi utilizada a formulação contida no trabalho (Rockafellar & Uryasev, 2002), que descreve a utilização do CVaR para otimização da função de perdas com múltiplos cenários finitos, baseado também nos trabalhos publicados por (Artzner, Delbaen, Eber, & Heath, 1997), (Artzner, Delbaen, Eber, & Heath, 1999) e (Doege, Schiltknecht, & Lüthi, 2005).

$$\begin{aligned}
VaR - \frac{1}{\beta \cdot J} \sum_{j=1}^J Z_j &\geq CVaR_{min} \\
Z_j &\geq VaR - Receita_j
\end{aligned} \tag{4.6}$$

Onde:

VaR – *Value at Risk* (Valor em Risco);

β – Termo de probabilidade de risco (porcentagem de cenários para o corte do VaR, geralmente próximo à 10%);

J – Número de cenários;

$CVaR_{min}$ – Valor em Risco Condicional mínimo aceito (5 anos, anual, trimestral);

Z – Variável auxiliar;

4.7 O Modelo Completo

Para finalizar este capítulo da metodologia utilizada, será exibida toda a modelagem juntando cada trecho descrito acima.

$$(\max) E[Receita] = \frac{\sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T [(\sum_{k,w} Pc_{k,w} - PLD_{(j,t)}) \cdot Ec_{(t)} + Ealoc_{(j,t)} \cdot PLD_{(j,t)}]}{J}$$

$$0 \leq \sum_{Anual} Ec_t \leq (1 - Perdas_{TOTALS}) \cdot Gf - Ec_{Inicial_Ano}$$

$$\text{Contratos Bianuais: } Ec_{Ano1} = Ec_{Ano2}$$

$$\text{Contratos Trianuais: } Ec_{Ano1} = Ec_{Ano2} = Ec_{Ano3}$$

$$\text{Contratos Quadrianuais: } Ec_{Ano1} = Ec_{Ano2} = Ec_{Ano3} = Ec_{Ano4}$$

$$\text{Contratos Quinquenais: } Ec_{Ano1} = Ec_{Ano2} = Ec_{Ano3} = Ec_{Ano4} = Ec_{Ano5}$$

$$VaR_{quinquênio} - \frac{1}{\beta \cdot J} \sum_{j=1}^J Z_{1j} \geq CVaR_{min-quinquênio}$$

$$VaR_{Ano1} - \frac{1}{\beta \cdot J} \sum_{j=1}^J Z_{2j} \geq CVaR_{min-Ano1}$$

$$VaR_{Ano2} - \frac{1}{\beta \cdot J} \sum_{j=1}^J Z_{3j} \geq CVaR_{min-Ano2}$$

$$VaR_{Ano3} - \frac{1}{\beta \cdot J} \sum_{j=1}^J Z_{4j} \geq CVaR_{min-Ano3}$$

$$VaR_{Ano4} - \frac{1}{\beta \cdot J} \sum_{j=1}^J Z_{5j} \geq CVaR_{min-Ano4}$$

$$VaR_{Ano5} - \frac{1}{\beta \cdot J} \sum_{j=1}^J Z_{6j} \geq CVaR_{min-Ano5}$$

$$VaR_{trimestre} - \frac{1}{\beta \cdot J} \sum_{j=1}^J Z_{7j} \geq CVaR_{min-trimestre}$$

$$Z_{nj} \geq VaR_{período} - Receita_j$$

Onde,

$E[\text{Receita}]$ – Esperança de retorno da receita [R\$];

J – Número de cenários do histórico;

T – Número de meses do horizonte;

$P_{c_{k,w}}$ – Preço dos contratos no ano “ k ” com duração de “ w ” anos[R\$/MWh];

PLD – Preço da Liquidação das Diferenças [R\$/MWh];

E_c – Energia Contratada [MWh];

E_{aloc} – Energia Alocada [MWh];

$Var_{\text{período}}$ – *Value at Risk* (Valor em Risco) para o período (5 anos, anual, trimestral) ;

β – Termo de probabilidade de risco (porcentagem de cenários para o corte do VaR, geralmente próximo à 10%);

$CVaR_{\text{min-período}}$ – Valor em Risco Condicional mínimo aceito (5 anos, anual, trimestral);

Z_n – Variável auxiliar;

$Perdas_{\text{TOTAIS}}$ – Fator de Perdas de Rede Básica e Consumo Interno;

E_{c_t} – Energia Contratada no período t

$E_{c_{\text{Inicial_Ano}}}$ – Energia já comprometida, com entrega no *Ano* do horizonte analisado;

Toda essa modelagem foi implementada elaborando o algoritmo em *software* dedicado de otimização denominado Lingo[®]. Para simplificar a usabilidade do modelo implementou-se a comunicação entre o *software* e o *Microsoft Excel*[®] para facilitar a edição dos dados de entrada e visualização dos resultados, com uma interface mais amigável.

É importante destacar que o modelo desenvolvido se enquadra na metodologia de otimização linear, uma vez que a função objetivo é linear, sendo a Energia Contratada (E_c) a única variável de decisão, tendo ainda como lineares, as restrições implementadas. A otimização linear é relativamente simples de ser implementada e executada, necessitando menos recursos computacionais e garante a convergência para um problema convexo.

A seguir serão discutidos alguns estudos de casos para demonstração do comportamento do modelo frente a diversas estratégias de atuação, considerando os preços de contratos, combinações de contratos e o montante de energia a contratar neles, risco e receita esperada.

5 RESULTADOS

No capítulo anterior foram detalhadas as principais etapas da metodologia empregada neste trabalho, expondo as características dos dados de entrada, as restrições, a modelagem de otimização, dentre outras particularidades.

Nesta etapa do trabalho serão demonstrados os resultados obtidos a partir da implementação do modelo, utilizando os dados da UHE Furnas como descrito anteriormente. Serão testadas algumas estratégias de atuação no mercado, otimizando a receita segundo característica de comportamento diante do risco.

5.1 Dados do Estudo

Inicialmente serão exibidas algumas informações que trarão uma sensibilidade dos dados utilizados como entrada para o modelo, como na Figura 5.1 a seguir onde tem-se os cenários de geração da UHE Furnas, juntamente com a geração média e a Garantia Física.

Figura 5.1- Curvas de Geração por cenário, Geração Média e Garantia Física da UHE Furnas durante o horizonte de estudo

O gráfico da Figura 5.1 mostra todas as curvas de geração hidráulica dos cenários estudados durante o horizonte de cinco anos (60 meses). Ao todo são 75 curvas de geração, junto à curva de geração média e garantia física. A geração média da usina durante o horizonte de estudo, obtida por meio destes cenários, foi de 689 MW médio, e a GF homologada pela ANEEL é de 598 MW médio. Percebe-se uma geração acima da GF em grande parte do período, coerentemente ao conceito de Energia Assegurada onde esta é calculada com base no atendimento à demanda em situações críticas, associado ao intervalo de confiança de 95%. Isso significa neste intervalo de tempo a geração da usina

deverá ser capaz de gerar energia acima da garantia física, assumindo um risco de 5% onde existe a possibilidade de ocorrer déficit de geração.

Essa margem de risco é aceitável e esperada, uma vez que realizar o planejamento energético e da expansão considerando um risco de déficit nulo resultaria em elevadíssimo custo e tornaria a operação menos flexível, ou seja, é inviável realizar um planejamento considerando este risco ser anulado.

Como explicitado anteriormente, por se tratar de uma usina participante do MRE, é necessário tratar a sua geração em termos de Energia Alocada. Desta forma, objetivando ter uma noção do montante gerado por essas UHE's participantes do MRE, é exibida na Figura 5.2 a seguir as curvas de geração, por cenário e curva média.

Figura 5.2 - Curvas de geração das usinas participantes do MRE, com destaque para geração média entre os cenários

Nota-se que o montante de energia gerada é da ordem de 60 GWmed, e apresenta uma dispersão nas curvas de geração dos cenários bem menor em comparação à curva de geração de Furnas. Isso resulta em uma curva de geração média mais estabilizada, porque o despacho de cada usina é realizado para o atendimento à demanda global, tendo que cada usina deve ser despachada com este objetivo e de acordo com sua disponibilidade hidráulica e operativa.

Esta curva também apresenta uma sazonalidade bem característica, com picos de geração no intervalo entre o final e início de cada ano, onde a demanda por energia é conhecidamente maior.

Percebe-se também um ligeiro aumento na geração média ao longo do período de cinco anos, devido à consideração de aumento da demanda por energia e também à utilização da configuração do sistema de forma dinâmica quando da otimização do

despacho energético no *Hydrolab*. Essa configuração dinâmica contempla as novas usinas leiloadas e que estão programadas para entrar em operação, contribuindo para o aumento da capacidade do parque gerador.

A Figura 5.3 a seguir exibe a sazonalidade da Garantia Física do MRE para o ano de 2011, obtida de (CCEE-e, 2012), donde poderá ser calculado o Coeficiente de Energia Alocada (CEA).

Figura 5.3 - Sazonalidade da Garantia Física do MRE

Este coeficiente é a relação entre a geração das usinas participantes do MRE e a GF sazonal exibida acima. Para se calcular a participação da Energia Alocada da usina no MRE, faz-se o produto da geração desta pelo CEA. A Figura 5.4 a seguir demonstra a característica da Energia Alocada para a usina de Furnas, nos 75 cenários analisados e sua média.

Esta Energia Alocada, observada na Figura 6.4, faz parte de um conjunto de dados de entrada, visto que estamos analisando a geração e comercialização de energia de uma UHE em cascata e despachada centralizadamente pelo ONS.

Figura 5.4 - Curvas de Energia Alocada, com destaque para a média e a Garantia Física para os cenários analisados durante o horizonte de estudo

Como descrito em capítulo anterior, a participação financeira entre as usinas participantes do MRE é realizada ao preço da Tarifa de Energia Otimizada (TEO), onde é calculada, em base mensal, pelo produto da diferença entre a geração da usina e a Energia Alocada pela TEO. Caso essa diferença seja positiva (geração acima da Energia Alocada), o Agente representante da usina recebe essa participação financeira, caso seja negativa (geração abaixo da Energia Alocada) é realizado o pagamento. Essa característica pode ser observada na Figura 5.5.

Figura 5.5 - Curvas médias de Energia Alocada, Geração Hidráulica e Garantia Física da UHE Furnas

É possível estabelecer uma análise onde, caso a curva de Geração Hidráulica esteja acima da Energia Alocada, a usina é recebedora de TEO, caso não ela é pagadora. Percebe-se claramente que no início do período a usina é recebedora da participação financeira do MRE.

Os dados exibidos a seguir demonstram os valores e as características dos preços utilizados neste trabalho. Na Figura 5.6 a seguir, serão demonstrados os cenários de PLD para o submercado SE/CO, obtidos através da otimização do despacho energético, destacando-se a média durante todo o horizonte de estudo.

Nota-se que para alguns cenários, o preço da energia no mercado *spot* chega a atingir o patamar máximo limitado pela ANEEL, fato este que deve ocorrer em cenários críticos de vazões, consequentemente “obrigando” o ONS a despachar térmicas com custo mais elevado.

Figura 5.6 – Curvas de projeção do PLD e sua média para os cenários analisados durante o horizonte de estudo

Em geral, a média do PLD permanece em níveis de preços reduzidos durante grande parte do horizonte. Isto pode ser visualizado por meio da Figura 5.7 que exhibe a frequência com que ocorrem os níveis de PLD dado pelas faixas de preços contidas na Tabela 4.

Figura 5.7 – Distribuição do PLD classificado por faixa de preço

Percebe-se pela Figura 5.7 que o PLD é predominantemente baixo durante todo o horizonte do estudo (2011-2015). As faixas de preços listadas de 1 a 14 na abscissa do gráfico são dadas pelos valores da Tabela 4 abaixo, limitados na faixa de valores estabelecida pela ANEEL para o ano de 2011.

Tabela 4 - Níveis de preços para distribuição do PLD

FAIXA	1	2	3	4	5	6	7
R\$/MWh	12,08 - 50,00	51,00 - 100,00	101,00 - 150,00	151,00 - 200,00	201,00 - 250,00	251,00 - 300,00	301,00 - 350,00
FAIXA	8	9	10	11	12	13	14
R\$/MWh	351,00 - 400,00	401,00 - 450,00	451,00 - 500,00	501,00 - 550,00	551,00 - 600,00	601,00 - 650,00	651,00 - 698,18

Uma vez exibidos os dados de entrada referentes às questões de energia e preço médio do PLD, serão exibidos alguns dados relacionados ao *trade off* receita e risco.

O Valor Limite de Lucratividade para o Agente foi estabelecido na implementação do modelo para delimitar a fronteira entre lucro ou prejuízo. Tendo como base o planejamento de um Agente em longo prazo, estipulou-se um nível de receita que o Agente precisa obter ao final do horizonte para poder honrar os compromissos com os agentes financeiros e investimentos dos acionistas.

O valor total, representando a análise em cinco anos, foi calculado segundo um nível de geração esperada para a UHE durante o horizonte e o PLD médio projetado para o período. Este equacionamento é demonstrado a seguir.

$$Valor_{5\text{ anos}} = GH_{P90} \cdot N^{\circ}_{\text{meses}} \cdot Preço_{\text{médio}} \quad (5.1)$$

O termo GH_{P90} representa a energia mínima que a UHE Furnas, historicamente, gerou em 90% dos cenários. O tempo, discretizado mensalmente representa o horizonte do

estudo, neste caso, 60 meses. Como valor de preço, foi adotada a média do PLD projetado e utilizado no estudo, considerando o tempo de cinco anos.

Esta metodologia de cálculo foi empregada como base para obter o Limite de Lucratividade e utilizá-lo no trabalho como parâmetro, contudo o Agente poderá estabelecer a metodologia de cálculo ou qualquer valor que queira para usar como parâmetro.

Em se tratando de estratégia para o planejamento financeiro de um Agente, cinco anos é considerado um tempo muito prolongado para o acompanhamento das metas de lucratividade, e a utilização somente deste patamar de receita mínima pode não ser a melhor forma de se gerenciar os recebíveis de um Agente. Ao final do quinto ano até é possível atingir as metas, porém ele estará sujeito a bruscas variações de receitas e pode tornar-se insustentável se manter até o quinto ano com saúde financeira e ainda ser competitivo.

Para controlar essas receitas durante o horizonte de estudo criou-se requisitos de receitas mínimas, e restrições de riscos associadas, com prazos menores. Foram estipulados também os Limites de Lucratividade em prazo anual e trimestral. Com isso o Agente poderá assumir, dentro de sua estratégia, se irá controlar de forma mais efetiva sua receita no curto prazo (trimestral), no médio prazo (anualmente) ou no longo prazo (ao final do quinto ano).

Para o presente estudo, onde serão mostrados os resultados adiante, estipulou-se as seguintes bases para os Limites de Lucratividade de acordo com a Tabela 5 abaixo.

Tabela 5 - Referencias base para Limite de Lucratividade esperada pelo Agente

Limite de Lucratividade (R\$)	
Quinquenal	3.089.076.741,08
Anual	617.815.348,22
Trimestral	154.453.837,05

Assim sendo, os valores em risco obtidos no modelo de otimização, denominados Margem, serão o resultado da receita bruta maximizada advinda do nível de contratação ótimo, subtraído do Limite de Lucratividade estipulado acima.

Demonstrado os principais aspectos referentes aos dados de entrada, a seguir serão exibidos alguns resultados que demonstrarão o comportamento do modelo.

5.2 Fronteira de Eficiência

O gerenciamento do risco proposto neste trabalho se baseia na relação de *trade off* Risco *versus* Receita, assumindo a necessidade de que o modelo maximize a receita, sujeito a um nível de risco pré-estabelecido pelo Agente.

A Figura 5.8 exibe um exemplo didático de curva denominada Fronteira de Eficiência, o qual será base para algumas análises a seguir. Nela é possível representar o “caminho” ótimo entre o *trade off* Risco – Retorno, que será descrito abaixo.

Figura 5.8 - Exemplo de Fronteira de Eficiência

Quanto mais à direita da curva, menor o risco o qual o Agente estará sujeito, visto que o CVaR (Valor em Risco Condicional) é maior. Entretanto, a Margem de Lucro Esperada neste ponto não é a maior, coerentemente à relação de *trade off*. Para maximizar a margem do Agente, deve-se objetivar atingir o ponto superior esquerdo, assumindo a responsabilidade para a ocorrência de cenários mais adversos.

Disto, tiramos que a parte inferior da curva não satisfaz o objetivo desta otimização, uma vez que para um valor fixo de CVaR, a parte superior sempre possui maior receita esperada, podendo então desconsiderar os valores inferiores da curva.

A Fronteira de Eficiência exemplificada na Figura 5.9 a seguir, delimita os pontos onde a decisão contratual é ótima, sujeita à restrição de risco. Qualquer ponto fora desta curva não é caracterizado como uma estratégia otimizada.

Figura 5.9 - Fronteira de Eficiência para Limite de Lucratividade Anual

Este modelo de otimização é vantajoso, pois dá ao Agente a possibilidade de simular diversos comportamentos em relação ao risco sem necessidade de alteração dos parâmetros do sistema. Somente é preciso determinar o limite da restrição de risco e o modelo realiza a otimização segundo o estipulado.

Ainda é possível analisar uma característica interessante na Fronteira de Eficiência, exibida na Figura 5.10 a seguir.

Figura 5.10 - Fronteira de Eficiência com os diversos níveis de decisões

Cada linha sobreposta na Fronteira de Eficiência define um comportamento de contratação resultante da otimização do modelo. Quando se “caminha” pela curva e a inclinação da reta se altera constitui uma mudança de estratégia de otimização, seja no prazo do contrato a ser celebrado ou o nível contratado. Ainda, como se trata de uma otimização linear, estas alterações na estratégia podem ser definidas como mudanças de base dentro de um conjunto convexo.

Pela figura acima é possível notar que os dois primeiros pontos iniciais compartilham a mesma estratégia de contratação, seguido da grande maioria dos pontos

intermediários que compartilham de outro nível, e por fim, se alterando frequentemente para a extremidade da curva.

É importante ressaltar que a mesma estratégia de contratação não corresponde à mesma contratação, e sim a utilização dos contratos de prazos semelhantes e/ou montantes de energia contratados.

A Figura 5.11 a seguir exibe as Fronteiras de Eficiência para os três tipos de restrições de receita: quinquenal, anual e trimestral. As curvas para cada tipo de restrição foram traçadas desativando as demais, assim pôde-se obter a característica específica de cada tipo de controle, em curto, médio e longo prazo sem qualquer interferência mútua.

Figura 5.11 - Fronteira de Eficiência para as três restrições de receita: Cinco anos, anualmente e trimestralmente.

Este gráfico nos permite analisar que, dado um valor em risco fixo (CVaR), a restrição trimestral é quem ficará ativa primeiro, perfazendo uma condição mais restritiva, seguida da restrição anual e por último a restrição quinquenal, menos restritiva.

Complementarmente, para uma dada Margem de Lucro Esperada, resultante da Receita Bruta Otimizada subtraída do Valor Limite de Lucratividade, as restrições trimestrais são as mais limitantes. O comportamento das curvas presentes na Figura 5.11 é coerente e se justifica, visto que quanto maior o período para o desempenho financeiro, maior a tendência do resultado atingir a média, ou o Valor Esperado. Ou seja, as análises para prazos menores estão mais susceptíveis à ocorrência de cenários desfavoráveis.

Discutidas as questões de comportamento do modelo, relação *Risco x Retorno*, a partir de agora serão exibidos alguns estudos de casos e apresentados os resultados principais do modelo de otimização.

5.3 Caso 1 – Aversão ao Risco

Para demonstrar um caso de estratégia de Agente avesso ao risco, onde ele opta pela segurança nas tomadas de decisões ao custo de menores possibilidades de receita,

assumiremos que este Agente irá estabelecer valores de CVaR mínimos objetivando trabalhar na região direita das Fronteiras de Eficiência. Serão exibidos os resultados para operação nas três Curvas exibidas na Figura 5.11.

A Tabela 6 abaixo apresenta o nível de contratação por tipo de contrato, contratação anual total, porcentagem de contratação em relação à GF e a Receita Bruta Total esperada.

Tabela 6 – Nível de contratação avesso ao risco para as três restrições de risco ativas separadamente

ANO	Restrição Trimestral					Restrição Anual					Restrição Quinquenal				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
EC11	522,39	491,94	162,29	86,43	398,45	553,97	541,00	234,24	168,91	447,57	577,91	523,44	580,13	198,29	505,41
EC21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC23	-	-	309,80	-	-	-	-	294,00	-	-	-	-	-	-	-
EC24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ec Total	522,39	491,94	472,09	396,23	398,45	553,97	541,00	528,24	462,91	447,57	577,91	523,44	580,13	198,29	505,41
Ec (%GF)	87,36%	82,26%	78,94%	66,26%	66,63%	92,64%	90,47%	88,34%	77,41%	74,84%	96,64%	87,53%	97,01%	33,16%	84,52%
Receita Bruta (MMR\$)	3.109,56					3.109,46					3.176,23				

Nota-se que houve a opção por celebrar um contrato de dois anos com aproximadamente 50% da GF da usina quando se ativou o controle trimestral e anual, por serem medidas mais restritivas, com nível maior de contratação bianualmente no trimestral. O mesmo não aconteceu quando se ativou somente a restrição quinquenal.

Entretanto, o nível de contratação, bem como a receita esperada é maior para a restrição quinquenal. Como discutido anteriormente na análise das Fronteiras de Eficiência, o Agente estará menos susceptível a cenários desfavoráveis em longo prazo (quinquenal) e com isso o modelo tende a contratar mais quando isto representar receitas maiores.

Ainda pode-se associar a esta configuração de contratação, optando por contratos mais curtos, pela comparação entre os preços de contratos estabelecidos e a média do PLD, valores contidos na Tabela 3. Os preços de contratos de menor prazo bem como a média do PLD mais atrativos (maiores) que os contratos de longo prazo, perfazem a “preferência” do modelo por estes contratos.

As figuras abaixo exibem as curvas de distribuição acumuladas para a receita total obtida durante o horizonte de análise para as restrições ativas quinquenais, anuais ou trimestrais.

Figura 5.12 - Distribuição acumulada para Margem de Lucro Total, considerando o controle para as três restrições

A Figura 5.12 demonstra o comportamento da Margem Total Esperada, distribuída segundo resultado das decisões contratuais nos cenários analisados, sendo que cada curva representa a característica para as três restrições. A particularidade destas curvas demonstra o comportamento avesso ao risco, onde a distribuição se mostra mais estável, a diferença entre os piores resultados e os melhores não é muito significativa como nos casos a seguir.

As figuras abaixo exibem a distribuição das margens anualmente e trimestralmente.

Figura 5.13 - Distribuição acumulada para a margem esperada em cada ano, considerando controle nas três restrições

Nos gráficos da Figura 5.13 nota-se um comportamento semelhante nos três primeiros anos em relação aos dois últimos. Isto pode ser claramente justificado observando o nível de contratação nestes anos e a relação entre o preço estabelecido em contrato e o PLD médio para os referidos anos.

No primeiro triênio, o preço do contrato anual e bianual firmado é maior do que o PLD médio para esse mesmo período, o que determinou uma tendência maior para o modelo contratar a energia em longo prazo e se distanciar do risco de ficar exposto no mercado *spot*. Já para o último biênio ocorre justamente o oposto, onde os preços de contratos são menores que o PLD médio projetado.

A queda intensa na cauda da distribuição do primeiro triênio demonstra a característica de se estar contratado próximo ao limite, onde a pequena probabilidade de ocorrência de um cenário desfavorável resultante de pouca geração e complementação de energia ao PLD elevado faz com que a receita esperada pelo Agente seja menor. Esta característica não é observada no último biênio, pois o nível de contratação foi menor em relação ao limite estabelecido.

A Figura 5.14 exibe a distribuição da margem de todos os trimestres controlados para os 75 cenários. Pode-se observar a grande dispersão entre os trimestres, entretanto o corte realizado para o CVaR (10%) nos permite afirmar que, a média dos 10% primeiros cenários de qualquer trimestre está igual ou acima do limite pré-estabelecido. Esta mesma afirmação é verdadeira para as distribuições anuais e quinquenal exibidas.

Figura 5.14 - Distribuição acumulada para a receita trimestral, considerando somente o controle no trimestre

5.4 Caso 2 – Neutralidade ao Risco

Este caso irá exibir o comportamento e as principais características de um Agente cuja estratégia opte por neutralidade ao risco. Dessa forma, ele estará igualmente indiferente à ocorrência de cenários favoráveis e desfavoráveis, e sua zona de atuação é na faixa intermediária da Fronteira de Eficiência.

Para facilitação de análise e comparação entre os casos, serão exibidos os resultados nos mesmos moldes do caso anterior, com um comparativo entre as restrições contendo o nível de contratação, distribuição acumulada para margem total, anual e trimestral.

Tabela 7 – Nível de contratação neutro ao risco para as três restrições de risco ativas separadamente

ANO	Restrição Trimestral					Restrição Anual					Restrição Quinquenal				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
EC11	568,61	541,51	576,38	266,39	235,65	580,13	580,13	580,13	273,21	229,63	580,13	535,20	580,13	263,41	161,88
EC21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ec Total	568,61	541,51	576,38	266,39	235,65	580,13	580,13	580,13	273,21	229,63	580,13	535,20	580,13	263,41	161,88
Ec (%GF)	95,09%	90,55%	96,39%	44,55%	39,41%	97,01%	97,01%	97,01%	45,69%	38,40%	97,01%	89,50%	97,01%	44,05%	27,07%
Receita Bruta (MMR\$)	3.239,14					3.247,66					3.262,44				

Pela Tabela 7 podemos notar que o comportamento neutro ao risco resultou em uma mesma estratégia de contratação: somente foi indicada a celebração de contratos anuais. Também não se encontra uma característica exibida no Caso 1, onde o nível de contratação foi bem maior quando se ativou a restrição quinquenal. As características de contratação foram semelhantes entre os tipos de restrições, o que se assemelha ao Caso 1 é a relação crescente de receita esperada quanto ao maior prazo de controle.

Figura 5.15 - Distribuição acumulada da Margem Total

No gráfico da Figura 5.15 percebe-se um descolamento menor entre as curvas durante toda a distribuição o que demonstra que as restrições utilizadas estão resultando em estratégias semelhantes.

Também é possível perceber que a inclinação desta distribuição é um pouco maior que a do Caso 1, como era de se esperar, uma vez que a exposição maior ao risco torna mais suscetível a ocorrência tanto de cenários muito bons quanto muito ruins.

Figura 5.16 - Distribuição acumulada para Margem Anual

As distribuições exibidas na Figura 5.16 demonstram o mesmo comportamento do Caso 1, onde no primeiro triênio a decisão foi majorar a contratação em longo prazo, em vista à relação de preço de contrato e PLD, e nos dois últimos anos ficar mais exposto.

Pode-se notar mais facilmente pelo comparativo da Tabela 7 que o nível de exposição ao Mercado de Curto Prazo (*spot*) no último biênio foi consideravelmente maior neste caso, demonstrando assim as diferenças de estratégias em relação ao risco.

Figura 5.17 - Distribuição acumulada para as margens trimestrais, considerando o controle no trimestre

A distribuição acumulada para as margens trimestrais exibidas na Figura 5.17 possui as mesmas características das demonstradas no caso anterior. É possível notar cenários em que o trimestre possui uma instabilidade aguçada e outros menos instáveis, o que ostenta a maior possibilidade de ocorrência de cenários adversos quando realizado este controle.

5.5 Caso 3 – Propenso ao Risco

Para um caso de estratégia em que o Agente seja tendencioso a assumir os riscos de cenários inviáveis, ao prêmio da possibilidade de grandes retornos quando da ocorrência de cenários favoráveis, serão exibidos a seguir os resultados obtidos da análise deste caso.

Tabela 8 – Nível de contratação propenso ao risco para as três restrições de risco ativas separadamente

ANO	Restrição Trimestral					Restrição Anual					Restrição Quinquenal				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
EC11	580,13	580,13	580,13	34,05	26,70	580,13	580,13	580,13	30,66	11,69	580,13	580,13	580,13	-	-
EC21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EC51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ec Total	580,13	580,13	580,13	34,05	26,70	580,13	580,13	580,13	30,66	11,69	580,13	580,13	580,13	0,00	0,00
Ec (%GF)	97,01%	97,01%	97,01%	5,69%	4,46%	97,01%	97,01%	97,01%	5,13%	1,96%	97,01%	97,01%	97,01%	0,00%	0,00%
Receita Bruta (MMRS)	3.355,80					3.360,79					3.370,57				

Esta estratégia de contratação atua na região esquerda da Fronteira de Eficiência e, tende a realizar contratações extremas, próximo ao máximo ou próximo ao mínimo, uma vez que as restrições de risco estarão aliviadas. Percebe-se isto pelo nível de contratação nos três primeiros anos, onde contratou-se a totalidade permitida, (lembrando que foram considerados aproximadamente 3% de desconto para Perdas na Rede Básica e Consumo Interno). Para os dois últimos anos, onde o PLD médio é maior que o preço de contratos, a contratação chegou a níveis mínimos, ficando o Agente totalmente exposto à imprevisibilidade do PLD no mercado *spot*.

Contrapondo a essa exposição, relaciona-se o alto nível de receita esperada obtida pelo Agente, se mostrando ainda superior para a restrição quinquenal.

Figura 5.18 - Distribuição acumulada da Margem Total

A Figura 5.18 exibe a distribuição da Margem Total Esperada pelos cenários analisados, e assim como no Caso 2, o descolamento entre as curvas foi reduzido.

Também é notável a maior inclinação desta distribuição dentre os três casos, o que representa a instabilidade em se operar segundo esta estratégia. Opostamente ao comportamento avesso ao risco, esta inclinação expõe praticamente a mesma possibilidade de ocorrência de cenários muito favoráveis quanto desfavoráveis.

Figura 5.19 - Distribuição acumulada para Margem Anual

As distribuições de Margem Anual possuem as mesmas características demonstradas nos casos anteriores, trocando o comportamento nos dois últimos anos quando a decisão ótima foi ficar exposto ao Mercado de Curto Prazo.

Figura 5.20 - Distribuição acumulada para as margens trimestrais, considerando o controle no trimestre

As distribuições de Margem por Trimestre na Figura 5.20, exibe claramente uma característica que foi pouco representativa nos casos anteriores. A ocorrência de trimestres com distribuições de margens bastante estáveis é bem maior em relação ao Caso 1 e 2. Observou-se que os cenários mais estáveis representam justamente os trimestres dos três primeiros anos, onde se contratou a totalidade permitida em longo prazo, o que demonstra a segurança do recebimento de uma receita ao preço contratado.

Em casos anteriores, onde se contratou parte do montante permitido em longo prazo e parte em curto prazo, houve uma dissolução desta estabilidade.

Estes três casos representam de forma sucinta as estratégias possíveis o qual o Agente poderá executar. Caberá a ele saber em que nível de exposição estará disposto a trabalhar, de forma que seus rendimentos sejam maximizados e atenda as expectativas.

Vale ressaltar que, os casos analisados trabalharam com a ativação de uma restrição por vez para exibir as particularidades associadas a cada controle de risco. Entretanto, pode-se fazer livremente associações de restrições como for de interesse.

A seguir serão pontuadas as conclusões obtidas da implementação deste trabalho de análise e gerenciamento do risco em mercado de energia.

6 CONCLUSÕES

Existem basicamente três conceitos importantes que um investidor precisa ter pleno conhecimento ao operar qualquer mercado financeiro: Retorno, Incerteza e Risco.

Retorno é a esperança de receita de seu investimento ao final do período considerado. Este retorno possui uma incerteza associada, cada qual típica de seu investimento. Na comercialização de energia temos a incerteza futura de demanda, vazões afluentes, preço de mercado, liquidez, dentre várias outras inseguranças. O número estimado, por qualquer que seja a métrica utilizada, o qual meça esta incerteza futura pode ser denominado risco.

O Gerenciamento do Risco deve passar por todas as etapas necessárias, saber o tipo de risco associado, medi-lo e gerenciá-lo, visando garantir a redução da incerteza e aumentar a lucratividade do investimento.

A abordagem descrita neste trabalho se dedicou à implementação de um Sistema de Suporte à Decisão Contratual, utilizando como exemplo um Agente Gerador operando no Ambiente de Contratação Livre. A metodologia de cunho estocástico utilizada é favorável ao modelo de Planejamento Energético utilizado no setor elétrico, pois este é composto por *softwares* que trabalham em múltiplos cenários, com vazões históricas ou mesmo sintéticas. Dessa forma, como métrica de risco, o *Conditional Value at Risk* (CVaR) em múltiplos cenários finitos consegue utilizar essa característica para mensurar de forma consistente a probabilidade da ocorrência de cenários desfavoráveis e o impacto desses cenários.

A modelagem empregada neste trabalho é linear, o que tornou possível a implementação de um modelo facilmente solucionado através da otimização linear, cuja metodologia requer menos recursos computacionais, fácil implementação de algoritmo e garante a convergência do problema para uma base factível em um conjunto convexo.

Ainda, a utilização desta metodologia para controlar a receita em três níveis temporais (trimestral, anual e quinquenal) traz ao Agente uma gama de possibilidades elevada, podendo estruturar melhor seu planejamento e o gerenciamento do risco como for do seu interesse, pensando sempre em manter a saúde financeira e competitividade de seu negócio.

Os resultados apresentaram uma característica notável para estas restrições considerando o tempo de controle. As Fronteiras de Eficiência possuem a mesma

característica, com o controle trimestral se mostrando em condição mais restritiva, seguido pela restrição anual e por último a restrição nos cinco anos do horizonte.

Esta característica pôde ser comprovada através dos estudos de caso, contemplando os três comportamentos perante o risco: Aversão, neutralidade e propenso. O nível de contratação em cada ano, nos três casos se mostrou dentro de uma faixa semelhante, podendo alterar o prazo de contrato como ocorrido no Caso 1 com contratos bianuais.

Em ambos os casos a restrição em longo prazo, considerada a menos restritiva das três, foi quem trouxe a maior receita esperada, visto que, em performances financeiras de longo prazo a ocorrência de cenários desfavoráveis é menor, trazendo mais flexibilidade ao otimizador.

Também é notável a opção pelos contratos de prazo anual, principalmente nos três primeiros anos onde o preço de contrato é atrativamente maior que a média do PLD no ano e superior também aos outros contratos de prazos maiores.

Esse comportamento demonstrado pelo modelo de otimização é consequência, principalmente, dos preços utilizados como parâmetros de entrada (projeção do PLD e Preços dos Contratos). Para outra projeção de preços em que a relação do PLD com os Preços dos Contratos for alterada, devem ser realizados novos estudos de caso tendo que as conclusões obtidas poderão ser reversas.

Esta opção por contratar a maioria da disponibilidade energética em longo prazo (no primeiro triênio) e ficar mais exposto em curto prazo (no último biênio) é claramente caracterizada no comportamento da distribuição acumulada para as margens anuais, mostrada nas Figura 5.13, Figura 5.16 e Figura 5.19. A inclinação acentuada da cauda das distribuições anuais demonstra o comportamento de se contratar próximo ao limite estabelecido (primeiro triênio). Essa inclinação demonstra cenários com a ocorrência de pouca geração, com a necessidade de complementar a energia contratada ao PLD elevado.

O comportamento inverso pode ser notado para o último biênio, onde o menor nível de contratação em longo prazo traz ao Agente maior robustez, pois tendo menor nível de contratação em longo prazo, quando da ocorrência de cenários com pouca geração este não tem a necessidade de complementar a energia no Mercado *Spot*. Contrapondo a este fato, o Agente estará mais susceptível ao risco de possuir uma parte de energia exposta ao risco do PLD.

Ainda, a dispersão da distribuição das receitas trimestrais em função dos cenários analisados é mais aguçada quando em comportamento avesso e neutro ao risco, pois a contratação é mesclada entre a estabilidade do longo prazo e instabilidade do curto prazo.

No Caso 3, onde o Agente é propenso ao risco, a dispersão é bem menor, pois em grande parte do tempo (três anos) foi vantajoso vender todo o montante em longo prazo.

Os resultados obtidos se mostraram coerentes com as práticas de mercado, proporcionando importantes análises e que irão facilitar o desenvolvimento de trabalhos mais aprofundados, propiciando melhor conhecimento da dinâmica do Mercado de Energia Elétrica.

7 PERSPECTIVAS DE TRABALHO FUTURO

O modelo desenvolvido neste trabalho se utilizou da otimização e simulação do despacho energético e projeção de preço de um *software* que não é o oficial utilizado no Setor. Como medida de implementação futura, pode-se utilizar os dados resultantes da otimização do despacho a partir de 2000 séries de vazões sintéticas, bem como sua projeção de preços, tornando os resultados mais aderentes às práticas de mercado e dando maior possibilidade de aplicações práticas ao planejamento do Agente Gerador.

A metodologia de precificação dos contratos utilizados não foi o foco deste trabalho, mas que pode trazer ganhos à sensibilidade do modelo e aos resultados apresentados. Como sugestão pode-se utilizar a projeção de preços por meio de clusterização, como em (Ramos, Guarnier, & Barilari) e fazer uma análise de sensibilidade dos preços de contratos em longo prazo realizando uma crítica aos dados que resultarão no Custo Marginal de Expansão.

Contratos celebrados no ACL geralmente não ultrapassam o horizonte de cinco anos, mas caso o Agente sinta a necessidade de trazer mais equidade na viabilidade dos contratos de maior prazo na otimização, pode-se realizar o planejamento considerando um horizonte decenal, tornando assim os contratos de cinco anos mais viáveis na otimização, dando opções de prazos de entrega para esses contratos.

8 DIVULGAÇÃO DO TRABALHO EM EVENTOS CIENTÍFICOS

Segue abaixo o artigo publicado em evento científico especializado no assunto.

Ferreira, A. B. B., Sacchi, R., Carneiro, A. A. F. M., *Sistema de Suporte à Decisão Contratual Ótima de UHE's no Mercado de Energia Elétrica utilizando o Gerenciamento de Risco.*, Publicado no IX Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, CLAGTEE, Novembro de 2011, Mar Del Plata, Argentina.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aguiar, A. S. (2008). **Equivalente Certo e Medidas de Risco em Decisões de Comercialização de Energia Elétrica**. Tese de Doutorado, PUC-RJ.

Aguiar, A. S. (2004). **Estratégia de Oferta de Geradoras em Leilões de Contratação de Energia**. Dissertação de Mestrado, PUC-RJ.

Alexander, G. J., & Baptista, A. M. (2004). **A Comparison of VaR and CVaR Constraints on Portfolio Selection with the Mean-Variance Model**. *Management Science* , 50, 1261-1273.

Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J.-M., & Heath, D. (1999). **Coherent Measures of Risk**. *Mathematical Finance* , 9, 203-228.

Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J.-M., & Heath, D. (1997). **Thinking Coherently**. *RISK* 10 , 68-71.

Azevedo, E. M. (2004). **Modelo computacional de Teroria dos Jogos aplicado aos leilões brasileiros de energia elétrica**. Tese de Doutorado, UNICAMP.

Caio, L. S., & Bermann, C. (1994). **Análise das Metodologias de Previsão de Mercado de Energia Elétrica Face ao novo Perfil de Planejamento no Ambiente Pós-Privatização**. *III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético* .

Camargo, I., & Paiva, D. d. (2003). **Risk responsibility for supply in the Brazilian energy market**., Power Engineering Society General Meeting 1, p. 4 vol. 2666.

Carneiro, A. A., Soares, S., & Carvalho, M. (1988). **Um Modelo Adaptativo para o Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência**. *VII Congresso Brasileiro de Automática* , 823-829.

Castro, N. J., & da, A. L. (2010). **Preço Spot de Eletricidade: Teoria e Evidências do Caso Brasileiro**. IV Encontro de Economia Catarinense.

Castro, R., & Filho, C. (2004). **Assessing decision on the Brazilian wholesale energy market: the environment**. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, (pp. 132-136).

Castro, R., & Filho, C. L. (2005). **Um Método de Suporte a Decisões sobre Investimento e Comercialização de Energia Elétrica no Brasil**. Sba Controle & Automação [online]. 2005, vol.16, n.4, pp. 478-494.

- Cayres, P. G. (2009). **Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de uma nova Metodologia**. Dissertação de Mestrado, COPE-UFRJ.
- CCEE-a. (2010). **Visão Geral das Operações na CCEE**. Relatório Técnico, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- CCEE-b. (2010). **Relatório de Informações ao Público**. Relatório Técnico, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- CCEE-c. (2010). **Detalhamento da Sistemática para o 10º Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (A-5 Hidro em 2010)**. Relatório Técnico, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- CCEE-d. (2010). **Infomercado CCEE**. Relatório Técnico, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- CCEE-e. (2012). **Website CCEE**. Fonte: www.ccee.org.br
- CCEE-f. (2012). **Curso Visão Geral das Operações na CCEE**, Relatório Técnico, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- Côrtes, J. R. (2003). **Modelagem da Formação do Preço de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo**. Dissertação de Mestrado, ITA.
- CRMSE. (2002). **Documento de Apoio A - Resumo do Marco Regulatório Brasileiro**. Relatório Técnico, Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.
- Dantzig, G. (1999). **Planning under uncertainty**. *Annals of Operations Research* , Vol. 85.
- David, P. A., Barroso, L. A., Granville, S., & Veiga, Á. (2003). **Contratação e Aversão ao Risco no Despacho Competitivo da Geração. XVII SNPTEE** .
- Deladreu, S., Brouaye, F., Bastard, P., & Peligry, L. (2001). **Application of ANOVA methodology to the uncertainties management in power system planning in an open market environment**. *Power Tech Proceedings, 1*, p. 4 pp. vol.1.
- Dimitrovski, A., & Tomsovic, K. (2005). **Market feedback for bounding future uncertainties in power system planning**. 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, (p. 5 pp.).
- Doege, J., Schiltknecht, P., & Lüthi, H.-J. (2005). **Risk Management of Power Potfolios and Valuation of Flexibility**. *Swiss Federal Institute of Technology* .
- Domingues, E., Arango, H., G, J. P., Campinho, C., & Paulillo, G. (2001). **Applying modern portfolio theory to investment projects in electric energy markets**. *Power Tech Proceedings, 1*, p. 5 pp. vol.1.

Duarte, A. M. (1996). **Risco: Definições, Tipos, Medição e Recomendações para seu Gerenciamento.** *Resenha BM&F* , 114, 25-33.

EPE-a. (2008). **Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas.** Relatório Técnico, Empresa de Pesquisa Energética.

EPE-b. (2011). **Custo Marginal de Expansão - Metodologia de Cálculo.** Relatório Técnico, Empresa de Pesquisa Energética.

Felizatti, H. L. (2008). **Teoria de Derivativos Aplicada ao Mercado de Energia Elétrica Brasileiro: Avaliação e Gestão de Risco de Contratos Contendo Flexibilidades.** Dissertação de Mestrado, UNICAMP.

Gomes, L. L., Brandão, L. E., & Figueiredo, A. C. (2010). **Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica através da Medida Ômega.** *Revista Brasileira de Finanças* , 8, 45-67.

Gregoriou, G. N. (2009). **The VaR Implementation Handbook: Financial Risk and Applications in Asset Management, Measurement and Modeling.** (McGraw-Hill, Ed.)

Guoqing, T., bin, L. F., Yang, L., Bin, Y., & Rong, F. (2004). **Risk-based assessment and decision making of power system security in power market.**, E International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2, pp. 551 - 555 Vol.2.

Higle, J., & Wallace, S. (2002). **Managing risk in the new power business: a sequel.** *Computer Applications in Power, IEEE* , 15 (2), 12-19.

Jorion, P. (2006). **Value at Risk: The New Benchmark for Managing Financial Risk.** (3, Ed.) McGraw-Hill.

Leme, R., Turrioni, J., Balestrassi, P., de, A. Z., & Santos, P. (2008). **A study of electricity price volatility for the Brazilian energy market.**, 5th International Conference on European Electricity Market. (pp. 1-6).

Maceira, M., Melo, A., Costa, A., Mercio, C., & Gorenstin, B. (1999). **Commercialization risks in the Brazilian market.**, International Conference on Electric Power Engineering (p. 85).

Marcato, A., Mendes, A., Iung, A., Cesar, T., Barros, M., Souza, R., et al. (2009). **Incorporation of rationing effects to hydrothermal dispatch optimization.**, PowerTech (pp. 1-8).

Marins, A. (2009). **Mercados derivativos e análise de risco.** (MAS, Ed.) 2º Edição.

Markowitz, H. M. (1959). **Portfolio Selection: Efficient diversification of Investments.** (I. N. York, Ed.) Chapman & Hall, Limited, London.

Matues, J. C. (2008). **Estudo da Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Sistemas Predominantemente Hidráulicos.** Tese de Doutorado, UNB.

Palmer-Huggins, D. (2001). **Managing risk in the deregulated market for electric energy.**, Power Engineering Society Summer Meeting *I*, pp. 584 -586 vol.1.

Paravan, D., Sheble, G., & Golob, R. (2004). **Price and volume risk management for power producers.**, Probabilistic Methods Applied to Power Systems (pp. 699-704).

Pereira, F. M. (1985). **Optimal scheduling of hydrothermal systems - an overview.** *IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy System* , 1-9.

Pereira, M., McCoy, M., & Merrill, H. (2000). **Managing risk in the new power business.** *Computer Applications in Power, IEEE* , 13 (2), 18-24.

Rabelo, R., Carneiro, A., & Braga, R. (2009). **An energetic operation policy using Fuzzy Controllers for maximization of benefits in the brazilian hydrothermal power system.**, PowerTech (pp. 1-7).

Ramos, D. S., & Vitorino, R. N. (2010). **Otimização nos Custos de Aquisição de Energia e os Riscos de Exposição Financeira no Ambiente de Livre Contratação.** *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos* .

Ramos, D. S., Guarnier, E., & Barilari, S. N. (2012). **Projeção de Preços no Mercado de Curto Prazo: Análise por Clusterização de ENAs e Incorporação de Fenômenos Climatológicos.** *IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE* .

Ramos, D. S., Guarnier, E., & Barilari, S. N. (2012). **Projeção de Preços no Mercado de Curto Prazo: Análise por Clusterização de ENAs e Incorporação de Fenômenos Climatológicos.** *IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE* .

Ramos, D., & Susteras, G. (2009). **Applying genetic algorithms to reduce information asymmetry in the Brazilian power market.**, Power & Energy Society General Meeting, (pp. 1-8).

Rockafellar, R., & Uryasev, S. (2002). **Conditional value-at-risk for general loss distributions.** *Journal of Banking & Finance* , 26 (7), 1443-1471.

Sacchi, R. (2009). **Política de Operação Preditiva Estabilizada via Termo Inercial utilizando "Analytic Signal","Dynamic Modelling" e Sistemas Inteligentes na Previsão de Vazões Afluentes em Sistemas Hidrotérmicos de Potência.**Tese de Doutorado, EESC-USP.

Soares, S. (1987). **Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos.** *Congresso Brasileiro de Automática* , 1, 122-131.

Soares, S., & Carneiro, A. (1991). **Optimal operation of reservoirs for electric generation.** *Power Delivery, IEEE Transactions on* , 6 (3), 1101-1107.

Toscano, A. E. (2009). **Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no Planejamento Energético do Sistema Interligado Nacional.** Dissertação de Mestrado, UNICAMP.

Vehviläinen, I., & Keppo, J. (2003). **Managing electricity market price risk.** *European Journal of Operational Research* , 145 (1), 136-147.

Zambelli, M. S., Cicogna, M. A., & Soares, S. (2006). **Planejamento da Operação Energética baseado em Curvas-guias de Armazenamento.** *Revista Brasileira de Energia* , 12.

Zanfelice, F. R. (2007). **Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica.** Dissertação de Mestrado, UNICAMP.