RAFAEL RIBEIRO DE ALMEIDA

**ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE GERADORES
HIDROELÉTRICOS CONSIDERANDO OS IMPACTOS DOS
PROCEDIMENTOS OPERATIVOS DE CURTO PRAZO**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Engenharia

São Paulo
2012

RAFAEL RIBEIRO DE ALMEIDA

**ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE GERADORES
HIDROELÉTRICOS CONSIDERANDO OS IMPACTOS DOS
PROCEDIMENTOS OPERATIVOS DE CURTO PRAZO**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Engenharia

Área de Concentração:
Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr.
Dorel Soares Ramos

São Paulo
2012

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a toda minha família, em especial meus pais e irmãos e minha amada esposa Romy que sempre me motivaram a enfrentar meus desafios.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu professor e orientador Dorel Soares Ramos, pela orientação e constante estímulo transmitido durante todo o trabalho.

Ao Prof. Fernando Almeida Prado pela participação na banca de Qualificação e pelas sugestões apresentadas que me auxiliaram muito no desenvolvimento do texto da dissertação.

Ao amigo Donato da Silva Filho por me incentivar a escrever a dissertação, pela sua importante colaboração na definição da minha carreira e área de atuação, sendo meu primeiro tutor, me guiando no desenvolvimento acadêmico e profissional.

Aos meus caros colegas da EDP pelo companheirismo demonstrado em todos os dias do meu trabalho e em especial ao meu chefe Dyógenes e aos colegas Cristiane Toma, Pedro Rosa e Marcelo Palin que me incentivaram a continuar na minha jornada.

Aos meus amigos da AES que ajudaram em muito no meu desenvolvimento profissional durante 3 anos da minha vida.

À minha esposa Romy por estar sempre ao meu lado me apoiando e esperando pacientemente que eu terminasse este trabalho, entendendo minha falta de tempo principalmente neste nosso início de casamento.

Aos meus pais João e Vera pela preciosa formação humana e dedicação em toda minha vida e aos meus irmãos Marina e Eduardo que nunca deixaram de estar ao meu lado.

Uma pessoa inteligente resolve um problema, um sábio o previne.

(Albert Einstein)

RESUMO

O trabalho apresenta uma discussão sobre o nível de contratação ótima dos geradores hidroelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), considerando a influência dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP).

O assim denominado POCP é um conjunto de procedimentos realizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para proporcionar mais segurança no atendimento à carga do Sistema Interligado, sendo realizado no período de abril a novembro, durante o Programa Mensal de Operação (PMO). O gerador hidráulico, em função do despacho centralizado e normativo adotado no Brasil, dependendo da quantidade de água que aflui aos reservatórios e do consequente despacho das usinas determinado pelo ONS, fica sujeito às exposições no mercado de curto prazo, decorrentes da diferença entre os contratos de venda do gerador e o montante de garantia física (GF) alocada mensalmente após a realização do MRE. Como o POCP não está incorporado nos modelos de despacho das usinas do setor elétrico, uma alternativa de simulação foi construída e, a partir dos seus resultados, pode-se perceber a interferência do mecanismo em tela nas exposições no mercado de curto prazo e no patamar de risco incorrido.

A aplicação do POCP traz um efeito líquido de redução da geração hidrelétrica, pois se diminui a possibilidade de utilizar a capacidade de regularização dos reservatórios, evitando riscos de eventual não recuperação dos reservatórios no período chuvoso. Por outro lado, o procedimento conservador hoje utilizado pode gerar um volume muito maior de vertimentos durante o período úmido, limitando a chance de recuperação financeira dos geradores hidrelétricos que tiveram sua geração reduzida no período seco devido ao despacho antecipado de termelétricas, fatalmente com rebatimentos traduzidos por exposições ao PLD. Por conta de todos os fatores de risco citados, os agentes geradores precisam ajustar sua estratégia ótima de contratação, mantendo a função objetivo de maximizar a receita, condicionado a critérios de risco, que ponderem os fatores citados. Nessa perspectiva, foi analisada a aplicação do POCP no ano de 2010 e seus impactos, além de simular a receita esperada e o risco futuro com e sem a aplicação deste mecanismo. Os resultados mostram o quanto o POCP interfere na receita esperada dos agentes, agregando maiores riscos e alterando-se o nível de contratação ótima. Sendo assim, dependendo do risco que cada agente gerador está disposto a assumir, uma revisão de seu nível de contratação torna-se imperiosa.

Palavras Chaves: Nível de Contratação Ótima, Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP), Análise de Risco, Despacho Térmico, Geração Hidroelétrica, Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

ABSTRACT

This work presents a discussion about the optimal level of energy contracting of the Hydroelectric Generators participants of the Energy Reallocation Mechanism, (MRE - Mecanismo de Realocação de Energia), considering the influence of Short Term Operating Procedures (POCP - Procedimentos Operativos de Curto Prazo).

The POCP is a set of procedures performed by the National System Operator (ONS - Operador Nacional do Sistema) to provide more security in the Interconnected System, being carried out from April to November, during the Monthly Programme Operation (PMO - Programa Mensal de Operação). Hydro plants are subject to exposure in short-term market due to the centralized dispatch adopted in Brazil, which depends on the amount of water that flows to the reservoir and on the subsequent dispatch of plants determined by the ONS. The exposure in short-term market, arises from the difference between the Generator sales contracts and the amount of assured energy (GF - Garantia Física) monthly allocated after the MRE.

As the POCP is not incorporated into the dispatch models of the electricity sector, an alternative simulation was built and, from its results, we can notice the interference of the mechanism displayed in the short-term market and in the incurred risk level. The application of the POCP brings a net reduction in hydropower generation, because it decreases the possibility of using the regularization capacity of the reservoirs, avoiding any risk of non recovery of the reservoirs during the rainy season. On the other hand, the conservative procedure used today can generate a much larger volume of spilling water during the wet season, limiting the chance of financial recovery of hydroelectric dams that had their generation reduced in the dry season due to the anticipated dispatch of thermoelectric plants, inevitably with repercussions represented by exposure to the PLD (SPOT).

Considering all risk factors mentioned, the generating agents have to adjust their optimal strategy for contract level, retaining the objective function to maximize revenue, conditional to risk criteria, which consider the factors mentioned. From this perspective, we analyzed the application of the POCP in 2010 and its impacts, as well as simulated the expected revenue and the future risk with and without the application of this procedure. The results show how the POCP interferes in the expected revenue of the agents, adding greater risks and changing the optimal level of energy contracting. Thus, depending on the risk that each generating agent is willing to take, a review of their contracting level becomes imperative.

Keywords: Optimal Level of Energy Contracting, Short Term Operating Procedure (POCP), Risk Analysis, Thermoelectric Dispatch, Hydro Generation, Energy Displacement Mechanism (MRE)

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Risco x Retorno.....	20
Figura 2: Value at Risk	22
Figura 3: Função de Utilidade de pessoas com diferentes atitudes em relação ao risco.....	25
Figura 4: Retorno e desvio padrão de dois ativos em risco.....	26
Figura 5: Combinação de ativos com correlação igual a "um"	27
Figura 6: Risco e Retorno de ativos com correlação negativa	27
Figura 7: Decisão da utilização dos recursos hidroelétricos no presente versus armazenamento de água	30
Figura 8: Minimização do custo total de geração.	32
Figura 9: PMO - Programação Mensal da Operação	34
Figura 10: Dados de entrada e resultados do modelo de otimização da operação...35	
Figura 11: Definição do CMO conforme o recurso utilizado	36
Figura 12: CAR do subsistema Sudeste/Centro-Oeste	37
Figura 13: CAR do subsistema Sul	37
Figura 14: CAR do subsistema Nordeste	38
Figura 15: Variação Histórica do PLD semanal nos 4 submercados.....	39
Figura 16: Métrica de Risco.....	41
Figura 17: Contabilização do MRE com fator de escala inferior a unidade	45
Figura 18: Contabilização do MRE com Fator de Escala superior a unidade	46
Figura 19: Curva de armazenamento tocando e cruzando a CAR	51
Figura 20: Estabelecimento do Nível Meta.....	54
Figura 21: Redução do volume útil como consequência do POCP	57
Figura 22: Contabilização da Geração	59
Figura 23: Balanço Garantia Física x Contratos.....	61

Figura 24 - Curvas Guias do Sudeste	63
Figura 25: Dispersão dos cenários de geração no sudeste	65
Figura 26: Dispersão dos cenários de geração no nordeste	66
Figura 27: Geração Hidro x Termo em 2011	67
Figura 28: Imagem retirada da ferramenta de Contratação Ótima	69
Figura 29: Retorno e Risco por nível de contratação (sem POCP)	70
Figura 30: Curva simplificada do Retorno x Risco para cada nível de contratação...	71
Figura 31: Curva de Risco x Retorno sem POCP	72
Figura 32: Fronteiras Eficientes para cada nível de risco.....	73
Figura 33: Definição dos níveis ótimos de contratação sem o POCP	74
Figura 34: Definição dos níveis ótimos de contratação com o POCP	75
Figura 35: Comparação Risco x Retorno com e sem POCP.....	75
Figura 36: Impacto no nível de contratação ótima com GT adicional no POCP.....	82
Figura 37: Curva de risco x retorno com e sem GT adicional	83

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Requisito mínimo de geração para permanência no MRE	48
Tabela 2: ENA no período úmido	54
Tabela 3: Afluência de 2011 para aplicação do POCP (Abr a Nov)	55
Tabela 4: Determinação do Nível de Segurança.....	55
Tabela 5: Impactos do POCP no ano de 2010	57
Tabela 6 - Níveis e fatores de segurança do PMO de abril de 2011.	64
Tabela 7: Geração Hidro x Termo em 2011	66
Tabela 8: Impacto no GSF devido o POCP.....	67
Tabela 9: Diminuição do Retorno Esperado devido o POCP	68
Tabela 10: Valores anuais da cuva de PLD utilizada	76
Tabela 11: Valores para cada conjunto de anos	76
Tabela 12: Nível Ótimo de Contratação alterando os preços de venda	77
Tabela 13: Período de análise de 3 anos.....	79
Tabela 14: Período de análise de 2 anos.....	79
Tabela 15: Período de análise de 1 ano.....	79
Tabela 16: Nível ótimo de contratação alterando os cenários de geração.....	81
Tabela 17: Comparação dos dois cenários de disponibilidade térmica no POCP.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CCEARs	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CVU	Custo Variável Unitário
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ENA	Energia Natural Afluente
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
FCF	Função de Custo Futuro
FCI	Função de Custo Imediato
FID	Fator de Disponibilidade
GF	Garantia Física
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MSUI	Modelo de Simulação de Usinas Individualizadas
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PEN	Plano Anual de Operação Energética
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programação Mensal da Operação
POCP	Procedimento Operativo de Curto Prazo
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
VAR	<i>Value at Risk</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Motivação	15
1.2. Objetivo..	16
1.3. Estrutura da Dissertação	17
2. A CARACTERIZAÇÃO DO RISCO	19
2.1. Introdução	19
2.2. Conceito do Risco	19
2.3. Métodos de avaliação.....	21
2.4. Value at Risk (V@R).....	22
2.5. Função de Utilidade de um Investidor	24
2.6. Nível de Contratação em Risco para uma carteira.....	25
3. PREÇOS DE ENERGIA	29
3.1. Introdução	29
3.2. A formação de preços no setor elétrico	29
3.3. A volatilidade do PLD	38
4. MODELO DE RISCO PARA UM GERADOR HIDRÁULICO.....	40
4.1. Introdução	40
4.2. Visão Geral do Risco Energético.....	40
4.3. Geração.	41
4.4. O Mecanismo de Realocação de Energia	43
4.4.1. Conceituação	43
4.4.2. Exemplo de aplicação	44
4.5. Cálculo da Garantia Física (GF).....	48
4.6. O Procedimento Operativo de Curto Prazo do ONS (POCP).....	50

4.7. Fatores Adicionais de Risco para o Gerador	58
4.8. Riscos provocados pelo término de contratos	61
5. MODELAGEM DO POCP E O NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO	62
5.1. Resultados da aplicação do POCP.....	65
5.2. Simulação alterando o preço de venda dos contratos.....	77
5.3. Simulação alterando o período de análise	78
5.4. Simulação alterando a geração hidroelétrica.....	80
6. CONCLUSÕES, CONSIDERAÇÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	84
6.1. Conclusões.....	84
6.2. Considerações	85
6.3. Sugestões de Trabalhos Futuros	87
7. BIBLIOGRAFIA	88

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico exerce papel fundamental no processo de desenvolvimento dos países tendo forte relação com o desempenho econômico. Inicialmente, por representar uma parcela significativa nos custos de empresas e residências, constitui um "pano de fundo" para o crescimento sustentável, tendo inclusive impacto direto sobre questões ambientais. Por outro lado, ele pode se refletir em gargalos estruturais, caso políticas de expansão ou regulação não sejam implementadas de forma eficiente (Jabur, 2001).

Desta forma, é um setor chave para a economia brasileira, pois para que tenha um crescimento da economia é imprescindível antes realizar os investimentos necessários para o crescimento no setor elétrico, principalmente na expansão do parque gerador.

Esta expansão, e todo o marco regulatório, sofreram profundas alterações no ano de 2004 durante o governo do presidente Luiz Inácio Lula da Silva, coordenadas pela então ministra de minas e energia Dilma Rousseff, ocupante hoje do cargo de presidenta do Brasil. Estas mudanças foram impulsionadas após um severo racionamento de energia ocorrido em meados do ano de 2001, resultante de uma baixa atratividade na expansão de novos investimentos em geração e trazendo fortes impactos na economia.

Embora a evolução dos processos nos mercados de eletricidade tenha trazido grandes benefícios, tais como facilidade de acesso, tanto econômico, quanto físico, e competitividade ao setor, trouxe também complexidade e incertezas que vão desde a tomada de decisão com relação à expansão da oferta até a gestão de riscos inerentes à variabilidade do consumo e preços de mercado (Zanfalice, 2007).

O novo modelo foi dividido entre mercado regulado e mercado livre, e neste mercado regulado, as distribuidoras foram obrigadas a contratar energia com três a cinco anos de antecedência através de leilões públicos coordenados pelo governo.

As energias das usinas foram separadas entre energia velha e nova, proporcionando contratar a energia nova por prazos longos como, por exemplo, 30 anos nos casos de geração hidráulica, e desta forma viabilizando a expansão.

Devido à importância deste setor, o governo atua separadamente em cada parte da cadeia do suprimento de energia, desde a geração até o consumo, adaptando às realidades de cada segmento e buscando um equilíbrio geral. A sociedade está em constante mudança e por isso adaptações são muitas vezes necessárias ao modelo; não obstante qualquer mudança traz riscos e seus impactos precisam ser analisados cuidadosamente.

Para mitigar os riscos, os agentes do mercado necessitam de instrumentos que guiem sua tomada de decisão e os auxiliem na contratação de energia, mesmo porque o processo de formação de preços provém de modelos de otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) que muitas vezes não seguem a lógica de oferta e demanda, sendo influenciados por afluências projetadas e com isso os geradores, por não terem a gerência de seu processo de produção, nem gerência sobre o processo de formação de preços, podem ficar expostos no mercado SPOT, fato que pode gerar impactos significativos.

1.1. Motivação

Devido à falta de gerência dos geradores de energia elétrica quanto à sua geração, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o qual compartilha com todos os geradores hidroelétricos os riscos individuais provenientes de um despacho otimizado de todos os recursos energéticos do sistema interligado, estabelecido sob a ótica da otimização sistêmica e não de agentes individuais, proporcionando a esses geradores uma energia comercializável, a qual é baseada nas suas garantias físicas (GF), gerando uma alocação de energia para cada Agente de forma individualizada, que pode ser maior ou menor que a Garantia Física do Agente, dependendo se a geração de todas as usinas hidrelétricas do SIN seja maior ou menor que a soma de todas as garantias físicas dessas usinas. Embora o lastro de um gerador hidroelétrico seja a sua GF abatida das perdas na rede básica

e do consumo interno, sua exposição ao PLD se dará pela quantidade de energia alocada a este gerador comparada ao montante total comercializado através de contratos. Desta forma, como a aferição da exposição ao mercado de curto prazo em função da energia comercializada por esses geradores, em cada intervalo de apuração, depende da geração total no SIN, caso o Operador Nacional do Sistema (ONS) decida que se deve diminuir a geração dos geradores hidroelétricos e despachar mais usinas térmicas, os impactos comerciais dessas medidas devem ser analisados.

O ONS utiliza os modelos NEWAVE e DECOMP para determinar a operação ótima do SIN considerando todos os recursos existentes para a obtenção do menor custo.

Visando a segurança energética, alguns procedimentos operativos foram criados, como a Curva de Aversão ao Risco (CAR) que está incorporada dentro do modelo NEWAVE e os Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP) que não estão incorporados dentro dos modelos do setor.

Além das incertezas relacionadas à geração do SIN, que são em grande parte influenciadas devido à previsão de afluências, que por sua vez são condicionadas pelas chuvas futuras, incertezas quanto à atuação de procedimentos operativos se tornam mais um risco importante de se avaliar. Sendo assim, definir o nível ótimo de contratação para o gerador se torna uma tarefa complexa.

1.2. Objetivo

O objetivo deste trabalho, sem pretensão de apresentar soluções definitivas, se concentra em estudar e analisar os impactos dos procedimentos operativos de curto prazo, que não estão diretamente incorporados no modelo, no nível ótimo de contratação dos geradores.

As opções de contratação dos geradores hidroelétricos são o Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Para este trabalho não serão tratadas as diferenças de contratação entre um mercado e outro, mas sim o quanto do total de sua energia um gerador deve deixar descontratada e, com isso, mitigar os efeitos da liquidação no mercado de diferenças (SPOT), o qual é fortemente influenciado pelo preço de liquidação de diferenças (PLD). Para isso será necessário apresentar os aspectos específicos do gerador hidroelétrico no Brasil, uma métrica para quantificar o risco e uma ferramenta capaz de calcular esse nível ótimo de contratação considerando o risco e o retorno do valor presente dos recebimentos futuros.

1.3. Estrutura da Dissertação

No capítulo 2 se faz uma rápida explicação do risco, abordando em algum detalhe o conceito do risco e as diferentes formas de mensurar, além de discutir sobre os diferentes perfis dos investidores perante o risco e a teoria de uma carteira de investimentos.

O capítulo 3 apresenta a formação de preços no setor elétrico brasileiro, explicando a cadeia de modelos do setor bem como as características principais de como é formado o preço e sua volatilidade.

No capítulo 4 apresenta-se o modelo do risco energético para um gerador hidroelétrico, passando por uma explicação sobre o mecanismo de realocação de energia, cálculo da garantia física e um detalhamento explicativo do procedimento operativo de curto prazo.

O capítulo 5 apresenta toda a modelagem do POCP nos cenários futuros de geração do SIN, como também apresenta a metodologia para determinação do nível ótimo de contratação.

Neste capítulo também são apresentados os resultados obtidos e as simulações realizadas.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho, considerações e recomendações de trabalhos futuros.

2. A CARACTERIZAÇÃO DO RISCO

2.1. Introdução

Os negócios das empresas estão relacionados à administração de riscos. Aquelas com maior competência obtêm êxito; as outras fracassam. Embora algumas aceitem os riscos incorridos de forma passiva, outras se esforçam para conseguir alguma vantagem competitiva, expondo-se a riscos de maneira estratégica. Porém, em ambos os casos, esses riscos devem ser monitorados cuidadosamente, visto que podem acarretar grandes perdas. (Jorion, 2003)

Segundo Securato (1996), o risco, assim como certezas e incertezas, caracterizam conceitos com os quais convivemos de forma natural, dado que nossas vidas são voltadas para o futuro. Desta forma estamos habituados às condições de risco e incerteza, tornando-se mais importante no mundo dos negócios, onde a avaliação dos riscos é fundamental para a tomada de decisão. Embora as pessoas e as empresas lidem com o risco diariamente nas mais variadas formas, sua conceituação é difícil. Situações que se configuram de alto risco para uma pessoa podem ser consideradas de risco aceitável para outras. O sucesso de negócios, muitas vezes, se dá através das distintas posturas em relação ao risco assumido. As diferentes perspectivas, geradas por diferentes conjuntos de informações, é que estabelecerão o nível de risco de um evento.

2.2. Conceito do Risco

Ainda segundo Securato (2003), podemos definir o risco, ou seja, o "grau de incerteza" ou "a possibilidade de perda", como a probabilidade de ocorrência do evento gerador de perda ou da incerteza.

As empresas estão expostas a diversos tipos de riscos, que podem ser divididos em risco estratégico e não estratégico. Os riscos estratégicos são aqueles

assumidos voluntariamente, a fim de criar vantagem competitiva e valorizar a empresa perante seus acionistas e estão relacionados ao setor no qual esta empresa atua. Por outro lado, os riscos não estratégicos são aqueles que a empresa não possui controle como, por exemplo, os riscos associados aos cenários econômicos, políticos e legislativos.

A relação risco-retorno diante de um investimento é de que quanto mais risco se assume, maior é o retorno esperado, tal qual ilustrado na Figura 1 a seguir.

Figura 1: Risco x Retorno

A compreensão do risco permite que as empresas planejem as consequências de eventos adversos e, ao fazê-lo, estejam mais bem preparadas e de maneira mais eficiente para fazer face à incerteza inevitável (Jorion, 2003). Desta forma, os agentes participantes do mercado buscam avaliar a maior quantidade de riscos associadas ao seu negócio, protegendo assim seus investimentos e buscando ganhos.

O risco, como dito antes, está relacionado a um acontecimento futuro, portanto informações de eventos passados como o histórico de acontecimentos, experiência e modelos de previsão, servem de subsídios para uma avaliação deste evento futuro, melhorando a assertividade na percepção daquilo que está por vir.

O mercado financeiro, ao longo dos séculos, desenvolveu uma série de instrumentos de proteção para os riscos, que são denominados de estratégias financeiras. Essas estratégias incluem maximizar a taxa de retorno e minimizar os riscos dos investimentos financeiros, utilizando, se necessário, modelos de diversificação em portfólios de investimentos, portfólios de moedas ou estratégias de “*hedging*” (estratégias de proteção), além de estruturar um sistema de informação e gerenciamento do risco, que inclua tanto as estratégias de proteção como os modelos de avaliação do risco (Value at Risk – VAR etc.). (Padoveze, 2006)

A análise do risco no setor elétrico começou a se tornar muito mais importante a partir do racionamento de energia em 2001, no qual o setor não expandiu suficientemente para atender a demanda de energia. Ou seja, o planejamento não considerou corretamente as incertezas associadas ao mercado de energia, como por exemplo, uma menor quantidade de chuvas e falta de investimentos em geração.

O setor elétrico brasileiro vem amadurecendo e procurando adaptar instrumentos de gerenciamento do risco do mercado financeiro, como por exemplo, contratos de opção e SWAP.

2.3. Métodos de avaliação

Os métodos mais comuns para mensurar o risco são: desvio padrão (como forma de medição da volatilidade associada a um ativo), o Value at Risk (VAR - valor ao risco) e o Condicional Value at Risk (CVAR - valor em risco condicional), sendo que neste trabalho será utilizado o conceito de VAR.

A gestão do risco financeiro tem passado por uma revolução nos últimos anos, a qual foi iniciada pelo VAR, método para a mensuração dos riscos de mercado, desenvolvido como resposta aos desastres financeiros do começo dos anos de 1990. Hoje, a metodologia de VAR vai muito mais além do tratamento de derivativos e está mudando a maneira com a qual as instituições gerenciam o risco financeiro. (Jorion, 2003)

2.4. Value at Risk (V@R)

Segundo Jorion (2003), o VAR é um método de mensuração de risco que utiliza técnicas estatísticas. O VAR mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança. Com base em fundamentos científicos, fornece aos usuários uma medida concisa do risco de mercado. Por exemplo, um banco poderá informar que o VAR diário de sua carteira é de R\$ 35 milhões, ao nível de confiança de 99%, isto é, há apenas uma oportunidade em 100, sob condições normais de mercado, de ocorrência de prejuízo superior a R\$ 35 milhões. Esse único valor resume a exposição do banco ao risco de mercado, assim como a probabilidade de uma oscilação adversa. Além disso, ele mede o risco utilizando a mesma unidade de moeda que o resultado do banco, ou seja, Reais. Assim, acionistas e administradores podem decidir se esse nível de risco é aceitável. Caso não o seja, o processo que conduziu ao cálculo do VAR pode ser usado para a decisão de onde reduzir o risco.

Se c for o nível de confiança selecionado, o VAR corresponderá ao $(1-c)$ percentil da distribuição. Por exemplo, se o nível de confiança for de 95%, teremos um VAR de 5%, conforme Figura 2 a seguir:

Fonte: (Toma, 2008)

Figura 2: Value at Risk

O VAR resume a perda máxima esperada, medida no valor monetário, dentro de certo intervalo de tempo e devida a uma probabilidade de ocorrência. Então, devemos associar esta medida a:

- ❑ uma moeda (valor monetário);
- ❑ um intervalo de tempo (quando devemos notar esta perda); e
- ❑ uma probabilidade (com que frequência esta perda será notada, ou também denominada como nível de confiança).

A escolha do intervalo de tempo e do nível de confiança são fatores quantitativos e arbitrários escolhidos pela alta gerência. A escolha, principalmente do nível de confiança, leva em consideração o grau de aversão ao risco da empresa que ultrapasse este VAR. Uma aversão mais forte ao risco indica que um valor maior de capital deve ser alocado para cobrir possíveis perdas, resultando assim, em um nível de confiança mais alto. (Jorion, 2003)

A seguir podem-se destacar alguns pontos fortes do VAR:

- ❑ Permite quantificar os riscos de mercado;
- ❑ Mensura a diversificação do risco;
- ❑ Permite fácil comunicação em termos de risco, isto é, tem grande capacidade de síntese;
- ❑ Permite ajustar a posição da instituição ao nível de risco desejado, isto é, no caso de uma carteira de investimentos, ações podem ser acrescentadas ou retiradas da carteira de modo a ajustar o risco requerido ou incorrido;
- ❑ Apesar de o VAR fornecer a pior perda esperada, essa medida pode também informar o ganho, analisando-se o outro lado da distribuição;
- ❑ Pode ser utilizado para definir *trading limits* na alocação de capital.

Porém existem também os pontos fracos:

- ❑ O principal ponto fraco do VAR é a variabilidade de seus resultados, fortemente dependentes da definição dos parâmetros;

- ❑ Essa metodologia é baseada em acontecimentos passados para a previsão de cenários futuros e, sabe-se que nem sempre o passado reflete o futuro;
- ❑ Deve ser usado apenas para condições normais de mercado, não sendo válido para momentos de crise.
- ❑ Não visualiza os riscos pertencentes à cauda da distribuição.

Uma medida que lida com esse problema da cauda é o VAR condicional (CVAR). Enquanto o VAR responde a pergunta "até que ponto as coisas podem piorar?", o CVAR responde a questão: "se as coisas piorarem, quanto se pode esperar perder?" O CVAR é a perda esperada durante o intervalo de tempo, condicionada ao fato de se estar no ponto $(100-c\%)$ da cauda esquerda da distribuição. Apesar desse problema de robustez, o VAR (e não o CVAR) é a medida de risco mais popular entre os reguladores e administradores seniores. (Hull, 2005).

2.5. Função de Utilidade de um Investidor

Em se tratando do comportamento de um investidor frente ao risco de uma transação segundo (Securato, 2003) e (Bodie e Merton, 2000), chega-se à conclusão de que a aversão ao risco é uma idiossincrasia humana. Pode ser exemplificada no fato de que dentre duas decisões envolvendo um mesmo retorno esperado, as pessoas inclinam-se por aquela que envolve um risco menor.

Segundo (Park, 1990), em geral, "os investidores agem em busca da maximização da utilidade esperada (grau de satisfação) atribuída à importância resultante do investimento (ganho) e não objetivando maximizar o ganho (valor esperado), e mais, a utilidade varia de pessoa para pessoa". O gráfico da figura abaixo mostra o comportamento da função de utilidade no plano de risco x retorno de pessoas com diferentes atitudes em relação ao risco, a saber: avessos, neutros e propensos ao risco.

Fonte: (Sá, 1999)

Figura 3: Função de Utilidade de pessoas com diferentes atitudes em relação ao risco

Da figura podemos notar que o investidor avesso ao risco exige taxas crescentes de retorno em função do aumento do risco. O investidor neutro ao risco ignora o risco. Já o investidor propenso ao risco é do tipo especulador, gosta do jogo por ele mesmo.

2.6. Nível de Contratação em Risco para uma carteira

Para mensurar o risco total de uma carteira, não se deve considerar somente o desvio padrão dos ativos envolvidos, mas também o modo como eles interagem, ou seja, a correlação. Quando essa correlação entre dois ativos é menor que um, o desvio padrão da carteira é menor do que a soma dos desvios padrões individuais, ocorrendo um fenômeno chamado diversificação.

Uma das formas de determinação do nível ótimo de contratação de energia considerando o risco envolvido está presente na teoria da escolha da carteira ótima de investimentos. De acordo com Bodie e Merton, (2000) uma carteira eficiente é definida como aquela que, ao combinar ativos de risco, oferece ao investidor a mais alta taxa de retorno possível a um nível de risco específico.

A volatilidade será relacionada à existência de vários retornos possíveis, que para a análise deste trabalho dependerão do nível de contratação de energia e das exposições positivas ou negativas no mercado de curto prazo devido ao

processamento do mecanismo de realocação de energia (MRE), o qual será detalhado no item 4.4.(O Mecanismo de Realocação de Energia).

A seguir, exemplifica-se a teoria da carteira de dois ativos, no caso de dois ativos T e P, em ambiente de risco, cada qual com retorno esperado e respectivo risco associado (desvio padrão). O ativo T possui retorno esperado (média dos retornos possíveis) equivalente a M2, superior ao do ativo P, de retorno esperado M1. Dado que T possui retorno esperado superior ao de P, consideramos que o risco deste ativo é superior ao risco do ativo com menor retorno esperado. Consequentemente, o desvio padrão do Ativo P também é inferior. Como podemos visualizar na Figura 4 a seguir.

Fonte: (Bodie e Merton, 2000)

Figura 4: Retorno e desvio padrão de dois ativos em risco

Caso a correlação entre os ativos seja igual a "um", as carteiras possíveis de serem criadas terão suas rentabilidades esperadas contidas em uma reta que une os pontos P e T. Considere-se agora, a carteira 1 composta por 80% de ativos T e 20% de ativos P e a carteira 2 o inverso.

Na Figura 5 pode-se observar que a carteira 1, que tem grande concentração do ativo T, está situada bem próxima do ponto T, enquanto que a carteira 2 está próxima do ativo P.

Fonte: (Bodie e Merton, 2000).

Figura 5: Combinação de ativos com correlação igual a "um"

Caso a correlação entre os ativos seja negativa, obteremos a seguinte curva da Figura 6.

Fonte: (Bodie e Merton, 2000)

Figura 6: Risco e Retorno de ativos com correlação negativa

O ponto S representa a carteira de mínimo desvio padrão (risco) possível quando combinamos os ativos T e P. Um indivíduo que deseje realizar investimentos

em uma combinação dos ativos T e P defronta-se com um conjunto de oportunidades, representado nesta curva.

Caso esse indivíduo possua certa tolerância ao risco, poderia escolher investir em uma carteira com maior peso do ativo T, que possui uma rentabilidade esperada superior ao ativo P e conseqüente risco maior. Um investidor com menor tolerância ao risco pode investir em uma carteira com menor grau de participação do ativo T, o que reduz a rentabilidade esperada, porém com menor grau de incerteza associado ao retorno esperado.

Nota-se que a curva muda de direção no ponto S, esta mudança é devida ao efeito da diversificação. Os retornos destes ativos são negativamente correlacionados. Isto significa que, caso um dos ativos se desvalorize, o outro ativo sofre valorização, e vice e versa.

Os pontos T e R possuem o mesmo risco, mas estão associados a diferentes retornos, sendo que investir em ativos representados pelo ponto T oferece maior retorno. Desta forma podemos afirmar que investir todos os recursos no ponto P é uma decisão ineficiente, na medida em que existe possibilidade de elaborar uma carteira que possua o mesmo risco, porém com retorno esperado superior.

Segundo Ross (1995), é possível calcular os conjuntos eficientes com grande facilidade. Uma vez determinadas as estatísticas, há várias possibilidades de se gerar um conjunto eficiente. Entretanto, a escolha da carteira preferível cabe ao investidor. Tal como ocorre com outras decisões importantes, o emprego a ser escolhido, o carro ou a casa a ser comprada, não existe metodologia ou programa de computador que faça esta escolha.

O início da curva, valores acima do ponto S, é denominado por fronteira eficiente da combinação de ativos de risco. Toda a carteira de ativos de risco que se situe na linha fronteira é tida como eficiente. A escolha por qualquer um dos pontos é eficiente, e dependente da disposição ao risco que determinado investidor deseja estar exposto.

3. PREÇOS DE ENERGIA

3.1. Introdução

Os preços têm impacto em quase todas as atividades do setor elétrico, gerando grande preocupação principalmente aos agentes de comercialização e geração de energia, onde existe maior competição.

No parque gerador brasileiro, de predominância hidráulica, foi adotado o modelo "*tight pool*" (despacho centralizado) onde o Operador Nacional do Sistema (ONS) é o responsável por coordenar o despacho das principais usinas integrantes do SIN, a saber, daquelas enquadradas nos critérios de obrigatoriedade de despacho centralizado definidos pelo Agente Regulador.

A partir de uma cadeia de modelos de otimização, o ONS controla o estoque de água nos reservatórios, com base nas disponibilidades técnicas informadas pelos geradores, que declaram estar ou não aptos a produzir (Silva, 2001).

3.2. A formação de preços no setor elétrico

Segundo Silva, (2001), o sistema é acoplado no tempo, de modo que o despacho deve ser determinado considerando as consequências futuras de cada decisão, ou seja, deve-se quantificar e internalizar ao modelo de despacho o impacto de cada decisão sobre os custos futuros de combustíveis e eventuais déficits. A decisão em um determinado instante, como por exemplo, de despachar a geração de uma usina termelétrica com o objetivo de armazenar água no reservatório de uma hidrelétrica, terá consequências futuras. Caso no instante seguinte seja verificado um período de afluições desfavoráveis, a decisão foi pertinente não tendo risco de déficit, uma vez que a água foi armazenada e está disponível para geração neste momento; caso contrário, a decisão do instante anterior causará vertimentos no reservatório, conforme mostra a figura abaixo.

Fonte: (CCEE, 2007)

Figura 7: Decisão da utilização dos recursos hidroelétricos no presente versus armazenamento de água

A existência de grandes reservatórios, principalmente os construídos no passado, faz com que uma decisão de utilização da água hoje, tenha impactos sobre a disponibilidade desse recurso no futuro.

Segundo Toma (2008), as principais características do planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico são:

- A relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura. Se no presente estágio deplecionarmos muito o reservatório e no futuro as afluições forem baixas, poderemos não ter recursos para atendimento futuro da carga. Se no futuro ocorrer o contrário e as afluições forem elevadas então a operação foi econômica.
- A impossibilidade de uma previsão perfeita das afluições futuras no momento da tomada de decisão. A literatura a respeito do tema indica que o problema é essencialmente estocástico.
- É um problema não linear devido às funções de custo das termoeletricas e às funções de geração das hidroelétricas;

- Benefícios da energia hidroelétrica associado à oportunidade de economizar combustível através do deslocamento de uma térmica hoje ou no futuro, tornando a decisão dependente do tempo.

- A operação do sistema hidrotérmico deve considerar o uso múltiplo da água, ainda que através de uma representação simplificada, através de restrições de defluência máxima ou mínima impostas ao Reservatório Equivalente de cada Submercado representado no principal modelo de simulação da operação energética do SIN (NEWAVE).

- A disponibilidade de energia hidrelétrica está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios e isso faz com que o sistema seja muito dependente da decisão operativa. A operação de um sistema hidrotérmico é um problema de grande porte, acoplado no tempo e com relações de dependência temporal entre estágios (janelas de tempo, que no caso do NEWAVE é o mês) e espaciais entre os diversos aproveitamentos.

Caso o atendimento da carga seja realizado mediante o despacho de usinas hidráulicas, o custo imediato será igual a zero e seu custo futuro alto, pois a água se esgotará e o atendimento fica garantido pelo despacho de térmicas. Por outro lado, se atendermos a carga com geradores térmicos, acumulando água nos reservatórios, o custo imediato é alto e o custo futuro é zero, uma vez que a carga será atendida por geração hidráulica utilizando a água acumulada nos reservatórios. O custo total de operação do sistema é a soma do custo imediato e futuro, conforme mostra a Figura 8 seguir dada pela curva vermelha.

Fonte: (CCEE, 2007)

Figura 8: Minimização do custo total de geração.

É possível entender a Função de Custo Imediato (FCI) como o custo de geração térmica necessária para complementar o atendimento à demanda no estágio t , e é representada por uma função linear por partes. A Função de Custo Futuro (FCF) de cada estágio t , por sua vez, pode ser definida como sendo o custo esperado de geração térmica ao longo do período de planejamento em função do volume armazenado ao final do estágio. À medida que se aumenta o volume armazenado final, diminui a função de custo futuro, pois mais capacidade hidráulica existirá no futuro. O uso ótimo da água será aquele que minimiza a soma do custo de geração térmica no presente e o valor esperado do custo de geração até o fim do período de estudo (Medeiros, 2003).

Consequentemente, o problema de encontrar o menor custo global se resume a encontrar o ponto de mínimo da “Função de Custo Total” (FCT) – dada pela soma das FCF e FCI. Este ponto é onde a derivada de FCT em relação ao volume final é igual à zero ou, ainda, onde as derivadas de FCF e FCI em relação ao volume final são iguais em módulo. Assim, o chamado “valor da água” pode ser calculado pela inclinação da FCI (ou da FCF) no ponto de decisão ótimo correspondente ao nível de armazenamento ao final do estágio t . Para alcançar os objetivos do planejamento da

operação em sistemas hidrotérmicos e para obter uma boa representação do sistema, não é razoável a utilização de um único modelo, dada a sua complexidade. Faz-se, então, um desdobramento do problema em vários subproblemas com horizontes de planejamento (ou de otimização) diferentes (Medeiros, 2003).

Os modelos de otimização necessitam de importantes definições quanto à demanda prevista, expansão da rede de transmissão e do parque gerador, custo dos combustíveis térmicos e do custo de déficit.

O principal conceito adotado no Brasil para obtenção de preços para o mercado Spot é que ele deve estar associado com a operação do sistema ao mínimo custo (Pereira, 1989).

Uma quantidade que reflete o valor financeiro da energia, dado um critério de operação, é o Custo Marginal de Operação (CMO), que é definido como a derivada primeira do custo operativo com relação à demanda de energia. Essa quantidade pode ser interpretada como a taxa de variação do custo total com relação à demanda, ou seja, o custo para atender o próximo MWh do sistema (Medeiros, 2003).

O problema é que a derivação da operação ótima, associada com o mínimo custo de operação é função de um problema de otimização de grande porte, dado pelas características físicas do sistema, e diversas quantidades aleatórias, dentre as quais estão a Energia Natural Afluente (ENA) e a demanda de energia (Leme, 2008).

Segundo Silva (2001), com base nos cenários de afluições gerados e medição dos níveis de armazenamento de cada reservatório, pode-se obter o nível de armazenamento em cada etapa do período de estudo e assim obter-se o custo futuro. No entanto, com o objetivo de simplificar o processamento, considerando a quantidade de cenários possíveis por reservatório, adota-se a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Essa programação se baseia em dividir o período de estudo em intervalos denominados estágios e, usando uma técnica de cálculo recursivo, encontra-se, para cada cenário possível do sistema (estado), a melhor decisão de acordo com os objetivos pré-fixados. Ao invés de calcular o custo futuro de cada estado possível, pela PDDE é calculado o custo futuro apenas para

alguns estados, mas também sua taxa de variação (derivadas dos custos futuros obtidos) que permitem a obtenção do comportamento dos custos futuros próximos dos calculados. Com isto, é construída uma curva com as derivadas dos custos futuros que permite determinar o custo futuro em qualquer outro estado (nível de armazenamento).

Cada subproblema utiliza um modelo desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL para solucionar a decisão operativa: O NEWAVE e o DECOMP, conforme mostra a Figura 9 a seguir.

O NEWAVE é o modelo estratégico de geração hidrotérmico a subsistemas equivalentes com horizonte de cinco anos discretizado em bases mensais, com representação agregada do parque hidroelétrico e cálculo da política ótima baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica.

Fonte: (Arteiro 2006)

Figura 9: PMO - Programação Mensal da Operação

O DECOMP é o modelo de determinação da coordenação da operação mensal com discretização semanal, desenvolvido para otimizar o planejamento da

operação em curto prazo de um sistema hidrotérmico, sujeito às afluências estocásticas.

A principal saída do modelo NEWAVE é a FCF, que está associada com a política de operação, para cada nível de armazenamento considerado pelo modelo e cada mês dentro do horizonte de planejamento. Essa função é utilizada no DECOMP, que trabalha com informação mais detalhada sobre o SIN (por exemplo, usinas individualizadas), porém, com horizonte de planejamento de apenas dois meses discretizados semanalmente, o qual obtém o CMO do sistema associado com essa política.

Um dos subprodutos dos modelos é o CMO, ou seja, o custo incremental de atendimento à carga. Na Figura 10 abaixo estão relacionados os dados de entrada e resultados do modelo.

Entrada	Resultados
Previsão de demanda	Despacho hidrotérmico ótimo
Nível dos reservatórios	Nível final dos reservatórios
Disponibilidade das usinas	Intercâmbio entre submercados
Inflexibilidade das usinas	
Limites de intercâmbio entre submercados	Risco de déficit e energia não suprida
Expansão da geração e transmissão	
Hidrologia – previsão de afluências	Valor da água e CMO
Custo dos combustíveis para térmicas	
Custo do déficit	Função de Custo Futuro
Curva de Aversão ao Risco	

Fonte: (CEPEL, 2004)

Figura 10: Dados de entrada e resultados do modelo de otimização da operação

O valor do CMO varia de acordo com o recurso utilizado, conforme mostrado Figura 11 abaixo.

Recurso		Custo
<i>Água armazenada</i>	→	<i>Valor da Água</i>
<i>Vertimento turbinável</i>	→	<i>Zero</i>
<i>Importação de outro submercado</i>	→	<i>CMO do submercado exportador</i>
<i>Corte de carga</i>	→	<i>Custo do Déficit</i>

Fonte: (Souza, 2010)

Figura 11: Definição do CMO conforme o recurso utilizado

O PLD divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem como base o CMO resultante dos modelos computacionais utilizados no planejamento da operação com algumas alterações nas restrições internas aos submercados e geração de teste e é limitado a um preço máximo e um preço mínimo vigente em cada ano.

O NEWAVE é executado apenas uma vez por mês, durante o PMO, enquanto que o DECOMP é executado semanalmente. Apesar dos preços serem calculados semanalmente, é comum basear-se no preço médio mensal para a tomada de decisões.

Após o racionamento de 2001, o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico propôs a introdução de uma curva de alerta, ou Curva de Aversão ao Risco (CAR), para as condições de armazenamento dos subsistemas. Caso o nível de armazenamento nestes subsistemas esteja abaixo desta curva, são acionadas térmicas fora da ordem de mérito. Sendo assim, a CAR está incorporada ao modelo de otimização desde 2003. A seguir na Figura 12, Figura 13, e Figura 14 encontram-se as curvas de aversão ao risco para o biênio 2012/2013 dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste.

A CAR define o requisito de nível mínimo mensal de armazenamento de cada subsistema equivalente de usinas hidrelétricas para garantir a segurança da operação do SIN.

A ANEEL ainda não aprovou o uso de uma CAR para o subsistema Norte, por ainda estar buscando o entendimento da formulação matemática e do uso deste mecanismo de segurança importante para a Região Norte face a especificidade de

seu regime hidrológico, que caracteriza esta Região como um subsistema que verte e esvazia todos os anos.

Fonte: (ONS, 2012)

Figura 12: CAR do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: (ONS, 2012)

Figura 13: CAR do subsistema Sul

Fonte: (ONS, 2012)

Figura 14: CAR do subsistema Nordeste

3.3. A volatilidade do PLD

A incerteza sobre variáveis estocásticas da natureza, como a chuva representada na forma de ENA, que é uma das principais bases para a formação dos preços da energia elétrica, gera uma significativa volatilidade dos preços.

Além disso, restrições nos limites de intercâmbio entre os submercados fazem com que essa volatilidade aumente. A partir do momento em que se atinge o limite da interligação os preços entre os submercados descolam, podendo chegar a diferenças significativas, assim como mostrado na Figura 15 que se segue, com o histórico de PLD's semanais desde julho de 2001 até maio de 2012.

Fonte: CCEE

Figura 15: Variação Histórica do PLD semanal nos 4 submercados

4. MODELO DE RISCO PARA UM GERADOR HIDRÁULICO

4.1. Introdução

Será discutida uma metodologia para a mensuração do risco energético de uma Empresa de Geração de Energia. Os modelos são baseados na Lei 10.848/2004, no decreto 5.163/2004 e nas Regras de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

É importante ressaltar que existem diferentes percepções de risco para cada segmento de atuação do setor elétrico devido ao arcabouço regulatório que protege o consumidor cativo e estimula o ganho de eficiência das Distribuidoras através do ACR; atribuindo maiores riscos aos Geradores, Comercializadores e aos Consumidores Livres através do ACL.

No Brasil, existem alguns derivativos de energia em mercados futuros para a mitigação dos riscos a que estão sujeitas as empresas do setor. A busca de mecanismos de proteção ao risco é feita basicamente através do controle do portfólio e da posição em aberto. Com o amadurecimento do setor, uma evolução se daria com a adaptação de mecanismo existente em outros mercados, como por exemplo, o mercado financeiro (Ex. Contratos de Opção e SWAP). Um passo importante para isso foi a criação de bolsas de negociação de energia elétrica, como a BRIX e a BBCE.

4.2. Visão Geral do Risco Energético

A apuração do risco energético da empresa de geração se dará pelo cálculo da variação da Margem Esperada (Receita). A simulação da variação dessa Margem em razão dos cenários de PLD, Geração Sistêmica, e de outros fatores sistêmicos

será calculada mensalmente, sendo apurados os valores para um período de até cinco anos à frente.

Os resultados dessas simulações serão analisados estatisticamente e obtidos os valores de Margem Esperada (ME) e a Margem nos 5% piores casos (M5), que expressa o Risco de Margem ilustrado no histograma da Figura 16 a seguir, cujo conceito já foi discutido no capítulo 2.

Figura 16: Métrica de Risco

4.3. Geração

Segundo Fagundes (2009), os agentes geradores atuam no mercado competitivo e podem negociar energia tanto no ACR como no ACL. Esses agentes também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

No curto prazo, além da parcela liquidada no spot, o próprio portfólio de contratos possuem grande dependência do PLD, que pode afetar o preço de alguns contratos que são vinculados ao preço de curto prazo, como também pode influenciar no volume comercializado no caso dos contratos com flexibilidade ex-post (em que os compradores ou vendedores elevam seus volumes mensais na ocorrência de PLD's acima dos preços dos contratos). Para o fechamento de contratos de longo prazo, a sensibilidade ao PLD é menor e os preços para

avaliação da posição do portfólio devem ser baseados em uma estrutura de oferta e demanda de energia elétrica real do mercado, como por exemplo, baseadas nos preços dos leilões de energia nova A-3 e A-5.

As alterações súbitas em custo de combustível, cronograma de entrada de usinas, restrições de suprimento de gás, importação e exportação de energia, e principalmente nas ENA's passadas, são determinantes para a percepção do risco dos agentes porque refletem variações não previstas entre um mês e outro, sendo enquadradas como parte do risco do negócio (estratégico), que o gerador assume ao participar do mercado.

Embora a venda de energia de um gerador seja similar ao de uma comercializadora de energia, seus riscos são bem diferentes. Seu lastro é composto de seus contratos de compra e de sua GF que, no total, não configuram valores fixos, posto que afetados, para efeito de avaliação de risco, pela parcela vinculada ao “take” dos contratos de compra, pelo fator de disponibilidade da usina, pela geração do MRE (para usinas hidráulicas participantes) e pelas perdas na rede, a qual afeta na garantia física alocada final de usinas conectadas na rede básica. Embora a parcela do lastro de um gerador hidroelétrico seja sua GF abatida das perdas na rede básica e do consumo interno, sua exposição ao PLD se dará em função da quantidade de GF alocada a este gerador em cada intervalo de apuração, frente à GF alocada aos demais geradores integrantes do mecanismo, bem como da geração total do conjunto dos geradores participantes do MRE. A venda ou a compra no mercado spot estão sujeitas à situação hidrológica, fenômeno tipicamente estocástico, que afeta tanto as usinas hidroelétricas pela variação da afluência que é causada principalmente pela alteração da hidrologia, quanto às usinas termoelétricas, pela exigência de despacho.

Caso o agente gerador não seja despachado centralizadamente, pode assumir seu risco hidrológico de geração ou se associar ao MRE que compartilha os riscos hidrológicos do SIN com todas as usinas participantes desse mecanismo. A participação no MRE das usinas hidroelétricas despachadas centralizadamente é compulsória. Neste trabalho trataremos do risco assumido pelas geradoras puramente hidráulicas e participantes do MRE.

4.4. O Mecanismo de Realocação de Energia

4.4.1. Conceituação

As gerações das usinas hidrelétricas e térmicas estão sujeitas ao despacho centralizado efetuado pelo ONS, considerando as disponibilidades das usinas que estão em condições de geração. Estas usinas são despachadas buscando obter a minimização dos custos operativos e o menor custo marginal, em vista das afluições hidrológicas e o armazenamento de água dos reservatórios, dos preços ofertados pelas usinas térmicas e as restrições operativas. Dessa forma, os agentes de geração sujeitos ao despacho centralizado não têm controle sobre seu nível de geração, e independentemente de seus compromissos de venda de energia, sua energia disponível para comercialização será baseada em seus certificados de Garantia Física. (CCEE, 2012)

Devido às grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, períodos secos e úmidos não coincidentes, fazendo com que existam transferências de energia entre regiões. Uma região em período seco deve armazenar água, produzindo abaixo da média, enquanto que uma região úmida produz acima da média.

Outro fator que levou à concepção do MRE é a existência de várias usinas em cascata, em que o ótimo individual não necessariamente corresponde ao ótimo conjunto. Como o despacho é centralizado, ou seja, a água é de todos e o seu uso não é decidido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os agentes de geração o risco de venda de energia em Longo Prazo. (CCEE, 2012)

O MRE assegura que todas as usinas participantes recebam seus níveis de GF independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da GF do Sistema. Em outras

palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Garantias Físicas para aqueles que geraram abaixo.

Desta forma, o MRE funciona como um mecanismo de proteção obrigatório entre todos os geradores hidroelétricos. Para cada período de comercialização um gerador receberá uma energia proporcional a geração total de todas as usinas participantes do MRE, e essa proporção será a razão entre essa geração total e a soma das garantias físicas de todas as usinas.

Consequentemente, o gerador somente receberá o valor total de sua garantia física em cada período de comercialização caso todos os geradores participantes do MRE gerem a totalidade das garantias físicas. Caso a geração seja maior, é alocada uma energia excedente, definida como energia secundária.

Para evitar exposições aos geradores devido à diferença de preço entre os subsistemas, a energia alocada para os outros geradores é priorizada dentre os geradores de um mesmo subsistema. Caso não seja suficiente, e com isso os geradores tenham exposições negativas, eles terão direito ao alívio de exposição até o limite de sua GF. A energia secundária não recebe alívio por se tratar de uma energia excedente.

A diferença entre a energia final alocada para cada usina e a sua geração real é remunerada pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO) que em princípio cobre todos os custos de operação e manutenção necessários pra essa geração adicional, além da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

4.4.2. Exemplo de aplicação

Se no país, em determinado intervalo de apuração, a geração total hidráulica foi de 40.000 MWm e a GF sazonalizada de todos os agentes foi de 50.000 MWm, a energia que cada agente receberá corresponderá a 80% de sua própria GF. Essa relação pode ser chamada de fator de escala da geração (GSF).

Figura 17: Contabilização do MRE com fator de escala inferior a unidade

Como exemplo, uma usina de 100 MWm e um GSF de 80% confere a esta uma GF ajustada de 80MWm. Se a usina gerou 70 MWm, a diferença entre a geração e a sua GF ajustada deverá ser, compulsoriamente, comprada no MRE. A energia disponível para venda no curto prazo será a geração da usina mais o volume comprado no MRE ao custo da TEO.

Se a geração for maior que a GF do sistema, haverá um excedente, energia secundária, a ser distribuído entre as usinas do MRE. Essa energia é um bônus pelo desempenho do sistema.

Figura 18: Contabilização do MRE com Fator de Escala superior a unidade

Pode-se verificar que a energia disponível para comercialização de energia no curto prazo é resultado da geração do agente e da energia que este recebe ou cede ao MRE. Se o sistema for deficitário então o agente possuirá menos energia para comercializar e terá que comprar no mercado de curto prazo, mesmo que o agente tenha vendido um volume de energia igual a sua garantia física do mês. Desta forma, o gerador fica com o risco de pagar o preço do mercado SPOT.

Quando o GSF reduz ou eleva igualmente a GF de todas as usinas, independentemente da geração individual, há redução do risco hidrológico, e essa é a função básica do MRE.

Para uma Pequena Central Hidroelétrica (PCH), que é usina não despachada centralizadamente, à qual a adesão ao MRE é opcional (devendo ficar no mínimo 12 meses consecutivos), foram aprovados no dia 10 de agosto de 2010, os critérios e

procedimentos para a participação desse empreendimento no MRE, através da resolução normativa nº409 SRG/ANEEL.

Para isso, a ANEEL calculará em agosto de cada ano a geração média de energia elétrica da PCH da seguinte forma:

$$GM = \frac{12}{8760} * \sum_{i=1}^m \frac{Eger_i}{m} (MW_{med})$$

Equação 1: Geração apurada da PCH

Sendo:

- GM: geração média de energia elétrica calculada;
- Eger_i: montante de energia gerada no mês i referido ao ponto de conexão (MWh) e registrado na CCEE;
- i: mês correspondente ao registro do montante de energia gerada; e
- m: quantidade de meses até o último mês do período de análise, múltiplo de 12, com registros na CCEE de montantes mensais de energia gerada.

Só serão contabilizados os meses de registros posteriores ao primeiro ano de operação comercial, contados do início de operação da primeira unidade geradora. Caso a geração média de energia elétrica do empreendimento não atenda os limites mínimos (Tabela 1 na sequência) por dois anos consecutivos, a usina será excluída do MRE. Esses limites mínimos foram definidos pela ANEEL com base na análise do histórico de geração das PCH's atualmente em operação.

Desta forma, o empreendimento excluído do MRE somente poderá retornar ao mesmo quando os referidos limites forem atendidos, e a ANEEL emitirá, até 31 de agosto de cada ano, um ato específico com a relação das usinas que serão excluídas do MRE, ou que poderão retornar ao mesmo, a partir de janeiro do ano subsequente.

Tabela 1: Requisito mínimo de geração para permanência no MRE

Número de meses registrados na CCEE posteriores ao décimo segundo mês de operação comercial (m)	100 * GM/GF
$24 \leq m \leq 36$	$m \geq 10\%$
$36 \leq m \leq 48$	$m \geq 55\%$
$48 \leq m \leq 60$	$m \geq 60\%$
$60 \leq m \leq 72$	$m \geq 65\%$
$72 \leq m \leq 84$	$m \geq 70\%$
$84 \leq m \leq 96$	$m \geq 75\%$
$96 \leq m \leq 120$	$m \geq 80\%$
$m \geq 120$	$m \geq 85\%$

Sendo:

m : mês conforme definido anteriormente;

GM: geração média de energia elétrica, e;

GF: garantia física do empreendimento vigente à época do cálculo.

4.5. Cálculo da Garantia Física (GF)

A GF é essencial para decisões de planejamento, comercialização e contratação de energia. O valor dela consiste num valor de geração de energia confiável para o sistema.

O cálculo da garantia deve assegurar que a soma dos valores atribuídos a todas as usinas é sempre igual à energia total que o sistema pode suprir segundo um critério de garantia de suprimento. Depois de calculada essa GF de todas as usinas, este valor é dividido entre o bloco hidráulico e térmico, subdividido entre as classes, proporcionalmente ao benefício de cada uma no sistema, valorada ao CMO de quando a mesma foi despachada.

Conforme definido na portaria nº303 de 18 de novembro de 2004, o cálculo da GF é feito a partir de uma configuração estática, utilizando 2000 séries sintéticas de afluentes geradas a partir do modelo NEWAVE.

Inicialmente é calculada a GF do sistema como sendo a carga máxima que o sistema consegue atender, com as mesmas características de sazonalidade do mercado real, em cada subsistema, respeitando o limite de risco de qualquer déficit de 5%. Posteriormente, com a portaria do Ministério de Minas Energia (MME) 258/2008 também foi acrescentado ao cálculo a igualdade entre o CMO e o Custo Marginal de Expansão (CME), sujeito à mesma restrição de risco máximo de qualquer déficit igual a 5%.

Após o estabelecimento da carga crítica, consequentemente, com a geração de todas as usinas hidráulicas, se obtém a GF do bloco hidráulico. Essa GF será rateada dentre todas as usinas do bloco hidráulico proporcionalmente às energias firmes de cada usina. A energia firme é a produção de energia de cada usina durante o período crítico¹ histórico, gerado pelo Modelo de Simulação de Usinas Individualizadas (MSUI).

Para o caso de usinas com reservatório que, com sua entrada no sistema, permite adicionar garantia física (traduzida por acréscimo de energia firme) nas usinas de sua cascata, ou seja, nas usinas a jusante, esse benefício é incorporado na nova usina, sendo seu valor limitado à potência da usina e denominado de "ganho em última adição".

No cálculo da GF não são considerados os procedimentos operativos de curto prazo (POCP), os quais alteram significativamente os valores de geração das usinas hidroelétricas e impactariam o valor calculado, possivelmente originando uma GF menor para os agentes hidrelétricos. Consequentemente, como o despacho térmico é maior nesse caso, tem-se uma diminuição dos custos de compra na CCEE (CEC) e aumento dos custos de operação da usina (COP), proporcionando um valor de GF maior para as usinas térmicas. Este fato gera uma discussão sobre a adequação das premissas adotadas no modelo de cálculo de GF, de forma a se buscar uma maior consistência entre o valor desse importante parâmetro e a realidade operativa do sistema brasileiro, fato que se levado em conta impactaria na própria competição dos leilões.

¹ Período crítico é o pior período do histórico onde os reservatórios partem com os armazenamentos cheios e terminam vazios sem nenhum reenchimento neste período.

4.6. O Procedimento Operativo de Curto Prazo do ONS (POCP)

Um dos fatores de risco, que têm se mostrado de grande relevância para o gerador, são os procedimentos criados pelo ONS para proporcionar maior segurança energética, porém têm um impacto significativo na geração das usinas participantes do MRE,

O POCP do ONS foi aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 351, de 17 de fevereiro de 2009 e proposto pela NT do ONS nº59 de 2008.

A Resolução nº 1 do CNPE, de 17/11/2004, estabeleceu o critério de garantia de suprimento de energia para o Brasil de forma a dimensionar a oferta estrutural para o risco de déficit anual máximo de 5%. Nesta resolução entende-se que num sistema ajustado nesse critério de 5% há riscos de não atendimento à carga que exigem a definição de metodologia de monitoramento e tomada de decisões para a mitigação dos riscos não explícitos e de suas consequências.

A resolução CNPE nº. 10 de 16/12/2003 e Resolução ANEEL nº 686 de 24/12/2003 estabeleceram que, na elaboração do PMO, o ONS deve adotar procedimentos específicos regulamentados que poderão determinar o despacho de geração térmica antecipado.

Uma das preocupações dessa medida é de que o nível dos reservatórios não atinja a CAR, conforme mostra a Figura 19, a qual se atingida gera um despacho de todas as usinas térmicas, e ocasiona diversos problemas, como o aumento do PLD, vertimentos de água e encarecimento da conta de encargo de serviço do sistema (ESS) que é repassada aos consumidores.

As restrições de armazenamento da CAR, mesmo incorporadas ao modelo computacional NEWAVE, não antecipam, para horizontes mais distantes que o simulado no PMO, em períodos de maior previsibilidade das afluências (período

seco), decisões de despacho de geração térmica e intercâmbios, de forma a evitar a violação futura da CAR ou qualquer outro nível meta que venha a ser estabelecido.

Fonte: ONS

Figura 19: Curva de armazenamento tocando e cruzando a CAR

Analisando o mercado de energia e de acordo com o atendimento estrutural, observa-se que os Distribuidores e Consumidores Livres buscam garantir atendimento de 100% da demanda, por meio de contratação regulada (através de licitação pública, no ACR ou por negociação bilateral, no ACL).

Do outro lado, temos os Geradores que buscam fornecer energia através de empreendimentos em operação ou futuros. Todavia, mesmo com a contratação de 100% do mercado, não há garantia plena do atendimento à carga do SIN, pois existem vários fatores que influenciam nas reais condições de fornecimento, podendo elevar os níveis de risco.

Um dos fatores seria que o ambiente comercial não é plenamente reprodutível quando do planejamento e programação da operação do SIN, pois as condições da

determinação das garantias físicas não correspondem exatamente à realidade operativa (níveis de armazenamento equivalente, afluições passadas, geração de teste, restrições elétricas, limites de transmissão, CAR, hidrologia, etc.).

Além disso, há que se ponderar que ocorrem alterações nas premissas de oferta e demanda referentes a atrasos de obras dos sistemas de geração e transmissão; atrasos de gasodutos, ofertas de gás; aumento não previsto de consumo de energia, e ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis.

No SIN, a energia nova, em função do tipo de oferta que é agregada, pode influenciar na sua segurança. Seria desejável oferta, no caso de hidroelétrica, com capacidade de regularização, ou seja, reservatório, obtendo uma geração menos dependente da sazonalidade anual das afluições; ou no caso de termoeletricas, térmicas com custo variável compatível com o CMO para hidrologias médias, de forma com que as mesmas entrem em operação não somente quando os reservatórios estão muito baixos. Em leilões anteriores, foram licitadas usinas hidroelétricas somente a fio d'água (Santo Antonio, Jirau e Belo Monte) e térmicas a óleo. Felizmente nos leilões mais atuais, como o A-3 em 2011 entraram usinas térmicas com o Custo Variável Unitário (CVU) menores, como o caso da geração à Gás através de imposição da oferta no leilão.

Normalmente o que ocorre é que como as térmicas são despachadas apenas por ordem de mérito, e tendo térmicas com custo de combustível elevado, o despacho é postergado, gerando uma diminuição do estoque de água dos reservatórios e por fim aumentando o risco de desabastecimento.

As avaliações das condições futuras de suprimento eletro-energético são realizadas pelo ONS em horizonte plurianual, de cinco anos, que é compatível com o período requerido pelo modelo setorial para que sob a visão do ONS possam ser tomadas decisões estruturais de ajuste de geração e transmissão pelo MME e Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Esse período pode ser dividido em dois, o primeiro sob a ótica do efeito de curto prazo e o segundo na ótica de médio prazo, condicionando as decisões para a garantia do atendimento do SIN.

Para o curto prazo, de um a dois anos, temos que a influência da conjuntura (nível de armazenamento e aflúências) é determinante para garantir o suprimento de energia. Sendo assim, uma busca por maior segurança energética deve ser feita através de procedimentos operativos, reduzindo os riscos em situações de hidrologia desfavorável. Consequentemente, para superar estiagens, devem ser utilizadas estratégias especiais de operação.

No médio prazo, de três a cinco anos, a expansão de geração e transmissão é preponderante para aumentar a garantia do atendimento, reduzindo a dependência das aflúências, através de hidroelétricas com armazenamento e termelétricas com CVU competitivo. Também podem ser feitas propostas aos órgãos ligados ao governo como MME, Comitê de Monitoramento do Setor elétrico (CMSE) ou EPE de providências, quando necessário, visando o aumento da margem de segurança, através da antecipação e reforços de geração e transmissão.

Buscando assegurar o atendimento para as aflúências mais críticas do histórico para os dois primeiros anos, está em vigor, um procedimento operativo, aprovado a partir da NT da SRG/ANEEL, nº 003/2009, que permite uma gestão dos recursos de forma antecipada ao sinal econômico do modelo, de forma tal que o nível de armazenamento não seja inferior a um nível meta preestabelecido para novembro do primeiro ano, que é o fim do período seco.

A definição desse nível meta que busca garantir o atendimento no segundo ano mesmo na ocorrência de aflúências críticas no período dezembro/1º ano – abril/2º ano, será em função do critério de segurança desejado.

O critério de segurança poderá ser escolhido como sendo a pior ENA (expressa em (%)) do histórico (N1), da segunda pior (N2), e assim por diante ou a da aflúência da CAR (Nc), conforme mostra a Figura 20.

O período de dezembro a abril em questão é o período úmido, que é de grande importância para a garantia do atendimento como mostra a Tabela 2 a seguir onde um período de apenas cinco meses é responsável por muito mais da metade da ENA anual.

Fonte: (ONS, 2008)

Figura 20: Estabelecimento do Nível Meta

Tabela 2: ENA no período úmido

Região	ENA Anual (MWmed)	Mês	ENA (MWmed)	% ENA Anual
SE/CO	393.034	Dez – Abr	239.256	61
NE	99.669		67.307	68
Norte	72.816		50.977	70
Sul	92.080	Jun – Out	46.875	51

Fonte: ONS

Na primeira fase do procedimento, para a determinação do Nível de Segurança ao final do primeiro mês do PMO, utiliza-se o valor esperado (VE) das previsões de vazões com aplicação de um fator de segurança através do processamento do DECOMP prospectivo (determinístico) de maio até novembro em estágios mensais. Esse fator de segurança é de 100% para o primeiro mês (mês do PMO) de 80% para o primeiro semestre e de 90% para o segundo semestre, conforme mostrado na Tabela 3.

Tabela 3: Afluência de 2011 para aplicação do POCP (Abr a Nov)

meses	SUDESTE		NORTE		SUL		NORDESTE		
	MWmed	% med.	MWmed	% med.	MWmed	% med.	MWmed	% med.	
abr/11	100% VE PMO	59305	146%	14359	109%	6123	102%	15562	128%
mai/11	80% VE Prospec.	33061	112%	7472	86%	7078	88%	7088	95%
jun/11	80% VE Prospec.	27341	109%	3277	80%	7644	83%	3945	81%
jul/11	80% VE Prospec.	21388	102%	1989	84%	8385	83%	3562	88%
ago/11	90% VE Prospec.	19983	114%	1519	91%	8306	87%	3498	99%
set/11	90% VE Prospec.	19467	110%	1202	91%	9842	87%	3316	105%
out/11	90% VE Prospec.	23252	110%	1357	92%	11119	87%	3514	102%
nov/11	90% VE Prospec.	27039	100%	2244	93%	7613	85%	5270	94%

Fonte: ONS

Sendo assim, determina-se uma trajetória de armazenamento conforme mostrado na Tabela 4 abaixo, utilizada no PMO de abril de 2011.

Tabela 4: Determinação do Nível de Segurança

TRAJETÓRIA DE ARMAZENAMENTO DOS SUBSISTEMAS (% EAR _{max})										
Subsistemas	partida	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	Nível Meta
SUDESTE	83.9	90.4	87.6	81.7	73.8	65.5	56.7	48.2	42.0	42.0
SUL	85.1	66.7	45.7	27.9	19.3	15.6	16.0	29.5	24.3	22.0
NORDESTE	73.5	91.6	86.3	76.7	65.4	52.1	41.2	31.1	26.0	25.0
NORTE	99.5	100.0	99.9	100.0	94.2	86.8	65.0	42.5	25.4	

(*) – Nível da Curva de Aversão ao Risco - CAR

Fonte: ONS

Para o mês do PMO, roda-se o modelo Decomp, sem volume de espera, e caso o armazenamento ao final do mês fique abaixo do nível de segurança, são utilizados alterações nos intercâmbios entre submercados, e se não for suficiente, são despachadas térmicas na base somente para aquele mês até o armazenamento chegar ao nível de segurança do primeiro mês.

Primeiramente são utilizadas térmicas chamadas de GT1A, ou seja, térmicas com CVU menor que R\$260,00/MWh e declaradas disponíveis no PMO, incrementando geração inflexível no modelo, por ordem crescente de CVU. Caso estas térmicas não sejam suficientes, o despacho de térmicas com CVU's maiores que R\$260,00/MWh e declaradas disponíveis no PMO (chamado no procedimento de GT1B), só será feito caso a rodada do Decomp PMO Mensal para os meses subsequentes, com o valor esperado de vazões, não alcance o nível meta no final de novembro.

Na hipótese do volume total de geração térmica GT1B não ser suficiente para que as regiões SE/CO e/ou NE atinjam o Nível Mensal de Segurança, o ONS comunica ao CMSE a necessidade do despacho de geração térmica GT2, a fim de que este Comitê delibere por sua utilização. GT2 são as térmicas movidas a gás, bicomcombustível e a óleo declaradas indisponíveis no PMO e que para a sua operação necessitam de logística especial de suprimento de combustível. Se mesmo assim, se verificar a necessidade de se utilizar GT superior ao volume correspondente a GT1 (GT1A+GT1B) + GT2, deverá se buscar deliberação por parte do CMSE.

A aplicação do POCP traz um efeito líquido de redução da geração hidrelétrica, pois se diminui a possibilidade de utilizar a capacidade de regularização dos reservatórios, evitando riscos de eventual não recuperação dos reservatórios no período chuvoso. Por outro lado, o procedimento conservador hoje utilizado pode gerar um volume muito maior de vertimentos durante o período úmido, limitando a chance de recuperação financeira dos geradores hidrelétricos que tiveram sua geração reduzida no período seco devido ao despacho antecipado de termelétricas, proporcionando rebatimentos traduzidos por exposições ao PLD. Como o PLD depende do nível de armazenamento inicial de cada semana, quando se despacha térmicas na base por fora do modelo, este nível se eleva e com isso o PLD se reduz, porém não significativamente, pois a energia natural afluenta passada (EAFPast) é um dos parâmetros mais influenciadores da formação de preço, e este não se altera. Outro ponto importante de se destacar é que também se reduz o risco de GSF futuro. A redução da capacidade de regularização dos reservatórios está representada na Figura 21.

Fonte: (Barroso, 2011)

Figura 21: Redução do volume útil como consequência do POCP

Nesta figura pode-se observar a limitação da operação, em que a energia armazenada dos reservatórios (%EAR) além de estar limitada inferiormente pelos níveis mínimos da CAR (CAR%) e superiormente pela curva do volume de espera (VESP%), deve ainda limitar-se pelos níveis de segurança de armazenamento dados pelo POCP (POCP%).

No ano de 2010, o POCP foi acionado a partir de meados de maio e devido às incertezas das chuvas seu término foi postergado até o mês de dezembro. O período úmido no início de 2011 foi regular e ocorreram vertimentos para o sistema. Para esse ano especificamente, os impactos para as usinas participantes do MRE são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5: Impactos do POCP no ano de 2010 (Fonte: CCEE)

	Mai/10	Jun/10	Jul/10	Ago/10	Set/10	Out/10	Nov/10	Dez/10	
GSF	111,0%	104,3%	105,1%	96,9%	98,4%	97,8%	99,2%	105,4%	
POCP (MWm)	702	1192	597	2397	3167	1669	3342	727	Médio (%)
POCP/GF (%)	1,7%	2,8%	1,4%	5,2%	7,1%	3,6%	7,2%	1,6%	2,6%
PLD	32	68	90	117	132	138	117	72	Total
IMPACTO MRE* (R\$ MM)	R\$ 17	R\$ 58	R\$ 40	R\$ 208	R\$ 301	R\$ 171	R\$ 280	R\$ 39	R\$ 1.114

*Perda de Receita

Por conta desse importante seguro para o Brasil, os geradores perderam mais de R\$ 1 bilhão de receita, ou aproximadamente R\$3/MWh, enfatizando a importância da discussão sobre os níveis de contratação sob esse novo enfoque. Durante muitos meses no ano de 2010, ao invés dos geradores receberem energia secundária, o GSF de agosto a novembro foi inferior a um, impondo aos geradores a compra de energia a elevados PLD's.

Desta forma pode-se destacar que este seguro não é pago apenas pelos consumidores, mas também pelos geradores.

4.7. Fatores Adicionais de Risco para o Gerador

Há ainda alguns outros itens que interferem na energia a ser contabilizada na CCEE, entre estes está o fator de perda da rede básica para os agentes que estão conectados na Rede Básica. Na explicação sobre o MRE, feita no capítulo 4.4, já foi considerada a GF no Centro de Gravidade.

Outro risco é devido à diferença de PLD entre submercados que por sua vez ao longo do tempo tendem a diminuir com a expansão dos intercâmbios. Além desse desconto do fator de perdas da rede básica, há ainda outra perda a ser considerada pelos agentes geradores, que é provocada pelo Fator de Disponibilidade (FID). Caso esse fator seja inferior à unidade, ele reduz a garantia física para fins de alocação do MRE.

Após as alocações do MRE, os geradores possuem uma energia que é utilizada para a cobertura dos seus contratos de venda e a diferença entre elas é liquidada ao PLD conforme a Figura 22.

Figura 22: Contabilização da Geração

A energia liquidada no mercado spot é valorada ao PLD, que é outro fator de risco da geração.

Um ponto interessante a ser observado é que mesmo um agente de geração hidráulica possuindo uma contratação igual à sua GF no centro de gravidade para todo o ano, ainda assim há o risco de perdas significativas em caso de condições hidrológicas adversas, que reduzem a geração sistêmica, rebaixam o GSF e elevam o PLD aferindo perdas a esse gerador que fica exposto no mercado spot, devendo pagar o valor deste PLD.

O contrário também é válido. Quando há uma situação hidrológica favorável, há grande geração sistêmica com alocação de energia secundária e baixos PLD's. Nesse caso, o gerador hidráulico totalmente contratado recebe essa energia secundária e a vende no PLD.

Essa relação entre a geração sistêmica e o PLD é observada na contabilização real que é apurada na CCEE e é simulada no sistema de risco da geração, que emprega essa correlação de informações, advindas do modelo NEWAVE.

Apesar da utilização desse par de geração sistêmica e PLD's expressar as condições que poderiam acontecer em uma contabilização real, a análise de

sucessivas simulações indica que pode haver grande variação no resultado dos valores em risco a cada mês, mesmo com a manutenção de todos os outros dados e a atualização somente dos decks do NEWAVE do mês corrente.

Variações abruptas na margem esperada poderiam ser explicadas quando há alterações estruturais na oferta de energia ou mudança na projeção de carga do sistema em decorrência das alterações de cenários macroeconômicos que ocorrem nas revisões do Plano Anual de Operação Energética (PEN), mas não são por simples alterações de projeção de ENA como ocorrem nas simulações aplicando puramente os decks da CCEE.

A análise desses resultados indicou que pode haver uma intensificação da exposição causada pelo GSF em situações hidrológicas críticas. Nesses casos, a alocação do MRE é extremamente reduzida e a agente compra muita energia no mercado spot a preços altos para atender seus contratos de energia.

Ao estudar o racionamento de energia ocorrido no biênio 2001/2002, verificou-se que em decorrência dessa situação de excepcionalidade foi adotado um mecanismo de redução dos contratos iniciais, conhecido como Anexo V, que reduziu o contrato na mesma proporção da redução compulsória de consumo imposta aos consumidores de energia.

Esse mecanismo de redução dos contratos iniciais nas situações de excepcionalidade é compatível com as cláusulas sobre racionamentos adotadas nos CCEAR's e que deveriam constar também nos contratos bilaterais, o que reduz significativamente o risco das empresas de geração. Conclui-se que esses cenários extremos são de grande risco, mas de proporções menores aos indicados nos modelos de risco da geração que não consideram a possibilidade de redução dos contratos.

4.8. Riscos provocados pelo término de contratos

O término da vigência dos contratos da geração provoca uma sobra de energia que impacta na margem e deve ser recontratada. Essa posição "*long*" na realidade não será alocada ao mercado spot e pode ser vendida a outros compradores do mercado livre com boa antecedência. No mercado regulado poderá ser vendida nos leilões A-1 e leilões de ajuste ou em outros leilões de energia existente que o governo implementar para a reposição dos contratos existentes. A Figura 23 retrata a sobra de energia de uma empresa de geração de energia no Brasil.

Figura 23: Balanço Garantia Física x Contratos

Essa contratação de energia se assemelha ao fechamento de uma posição assim como de uma comercializadora, e se trata de um déficit contratual.

5. MODELAGEM DO POCP E O NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO

A teoria de portfólios que usaremos para a definição do nível ótimo de contratação é amplamente utilizada para ativos financeiros na busca de aplicações que reduzam o risco pela diversificação dos investimentos. Ativos inversamente correlacionados são redutores do risco como o “*trade-off*” entre taxas de juros e câmbio.

Na comercialização de energia podemos ter um raciocínio semelhante, ressaltando somente que o risco das empresas, diferentemente dos ativos financeiros, possui uma grande inércia.

Para que possamos analisar os impactos do POCP, foi construída uma ferramenta em Excel a partir das saídas do modelo NEWAVE do PMO de Abril de 2011. A simulação foi feita com base nas séries históricas e os arquivos de entrada e saída do modelo utilizados foram:

Custo Marginal de Operação (CMO) - CMARG01, CMARG02, CMARG03, CMARG04

Energia Natural Afluente (ENA) - EAFB01, EAFB02, EAFB03, EAFB04

Energia Armazenada Final - EARMF01, EARMF02, EARMF03, EARMF04

Vertimento - EVERT01, EVERT02, EVERT03, EVERT04

Geração Hidráulica Total - GHTOT01, GHTOT02, GHTOT03, GHTOT04

Geração Térmica Total - GTERT01, GTERT02, GTERT03, GTERT04

Intercâmbio - INT0102, INT0103, INT0104, INT0105, INT0203, INT0204, INT0205, INT0304, INT0305, INT0405

Arquivos de térmicas - CLAST.DAT, CADTERM.DAT e CONFT.DAT

Arquivo geral de saída do programa mensal de operação - PMO.DAT

A partir de todos esses dados e dos valores dos níveis meta do POCP elaborados no PMO de abril, foram construídas 78 curvas guias para cada um dos cinco anos. Ou seja, para cada cenário de afluições esperadas e com base no procedimento de construção da curva guia descrito no capítulo 4.6 foram estabelecidos todos os níveis de segurança de cada mês, no período de abril a novembro, para todos os anos. Conforme mostrado na Figura 24 a seguir.

Figura 24 - Curvas Guias do Sudeste

O conceito utilizado na elaboração dessas curvas guia, segue a premissa de que para cada mês temos uma ENA prevista para os próximos meses até chegar ao fim do período seco. Como a simulação do POCP será feita baseada no histórico de afluições realizadas, para cada um desses anos simulados será considerado que a afluição futura é sabida e sendo assim é possível construir a curva guia aplicando o fator de segurança na ENA futura e consequentemente, tendo um nível meta estabelecido fixo para o final de novembro, pode-se traçar de trás para frente cada um dos níveis de segurança.

Este procedimento aplicado na definição dessas curvas guia não segue a metodologia real de cálculo da curva guia oficial, pois na realidade não é possível saber exatamente qual será a afluência futura, pois podem ser previstas afluências tanto maiores quanto menores que os valores que serão verificados. Porém, esta simplificação foi adotada como forma de buscar o mínimo impacto que os procedimentos operativos terão no despacho hidroelétrico.

A Curva Guia Oficial da Figura 24 foi a curva definida para o mês de abril de 2011 e seus valores seriam revistos a cada PMO, pois teríamos novas afluências previstas a cada mês do PMO. Os valores detalhados desta curva guia oficial, assim como os fatores de segurança aplicados, estão mostrados na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 - Níveis e fatores de segurança do PMO de abril de 2011.

Níveis de Segurança										
	Início	Abr/11	Mai/11	Jun/11	Jul/11	Ago/11	Set/11	Out/11	Nov/11	Meta
Sudeste	83,9	90,4	87,6	81,7	73,8	65,5	56,7	48,2	42	42
Sul	85,1	66,7	45,7	27,9	19,3	15,6	16	29,5	24,3	22
Nordeste	73,5	91,6	86,3	76,7	65,4	52,1	41,2	31,1	26	25
Norte	99,5	100	99,9	100	94,2	86,8	65	42,5	25,4	

Fator de Segurança								
VE	80%	80%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Fonte: ONS

Como premissa de simulação, os níveis meta estabelecidos para novembro do primeiro ano foram replicados para todos os demais anos e, de acordo com cada cenário de ENA desses anos futuros, foram feitas novas curvas guias.

Para que o nível de armazenamento alcance os níveis de segurança indicados da curva, o balanço energético do SIN deverá ser feito para cada uma das 78 séries, despachando usinas térmicas fora da ordem de mérito e diminuindo a geração hídrica.

Os resultados desta simulação serão discutidos a seguir.

5.1. Resultados da aplicação do POCP

Simplificadamente foi alterada a geração das usinas hidroelétricas somente dos submercados Sudeste e Nordeste de acordo com as ENA's de cada um dos cenários estudados, pois cada vez que são despachadas usinas térmicas, a geração das usinas hidroelétricas é diminuída, tendo sido considerada uma simples subtração da geração térmica despachada do bloco hidráulico de cada submercado.

Os 78 cenários de geração possuem uma dispersão bastante acentuada, porém se formos analisar o impacto da aplicação do POCP na geração hidroelétrica, em média, não terá uma alteração muito visível. A dispersão e os valores em média para os dois submercados antes (em preto e escalas de cinza) e depois da aplicação do POCP (em vermelho) estão mostrados na Figura 25 e Figura 26.

Essa variação em média é pequena também devido ao fato de que atualmente a geração térmica no Brasil é muito menor que a hidroelétrica, como podemos observar analisando a geração hidráulica e térmica realizadas do ano de 2011 conforme mostram a Tabela 7 e a Figura 27 a seguir. A geração térmica ao longo de 2011 foi em média apenas 9% da geração hidroelétrica.

Figura 25: Dispersão dos cenários de geração no sudeste

Dispersão dos Cenários de Geração - Nordeste

Figura 26: Dispersão dos cenários de geração no nordeste

Tabela 7: Geração Hidro x Termo em 2011

2011	HIDRO	TERMO	T/H (%)
Jan	52128	4193	8%
Fev	54567	4411	8%
Mar	52747	3985	8%
Abr	52458	3529	7%
Mai	50003	4377	9%
Jun	48670	5506	11%
Jul	49363	5253	11%
Ago	51904	4890	9%
Set	51830	4607	9%
Out	50778	5202	10%
Nov	50834	5596	11%
Dez	51723	5469	11%
		Média	9%

Figura 27: Geração Hidro x Termo em 2011

Embora após a aplicação do POCP exista esta pequena variação da geração hidroelétrica média, seus impactos são significativos. O impacto se deve a variação da GF final alocada, representada pelo GSF, o qual diminui a GF alocada para os geradores conforme mostrado na Tabela 8 onde foi realizada uma comparação considerando-se todos os cenários de GSF com e sem a aplicação do procedimento. Compararam-se as médias dos dois cenários e também as variações dos piores cenários de cada caso, caracterizados pelos percentis desde 5% (P05) a 25% (P25).

Tabela 8: Impacto no GSF devido o POCP

IMPACTO NO GSF (%)						
	2011	2012	2013	2014	2015	Média
Média	1,7%	2,3%	1,5%	1,2%	1,4%	1,6%
P05	9,2%	6,7%	5,7%	3,3%	3,3%	5,7%
P10	8,4%	8,5%	4,3%	3,8%	4,5%	5,9%
P15	6,6%	6,8%	3,5%	2,9%	3,9%	4,7%
P20	3,9%	5,8%	2,7%	1,3%	3,5%	3,4%
P25	1,1%	3,9%	1,6%	0,9%	2,3%	2,0%

Embora seu impacto seja de 1,6% em média nos 5 anos, nos piores cenários pode chegar a 5,7% como no percentil 5%. Um fato interessante de se destacar é que em 2010, o impacto do POCP foi de 2,6% conforme mostrado na Tabela 5, ou seja, foi maior que o impacto médio esperado.

Para fins de sensibilidade da modelagem, definimos um gerador hidráulico pertencente ao MRE com GF igual a 100 MW médios, contratado em 100% de sua GF ao preço de contrato de R\$90,00/MWh com duração de cinco anos.

Calculamos todas as receitas e pagamentos deste gerador tanto antes da aplicação do POCP quanto depois. Desta forma, com a diminuição da geração hidroelétrica representada pelo GSF, temos significativos impactos na receita deste gerador conforme podemos observar na Tabela 9.

Tabela 9: Diminuição do Retorno Esperado devido o POCP

DIMINUIÇÃO DO RETORNO ESPERADO (%)						
	2011	2012	2013	2014	2015	Média
Média	-1,1%	-1,8%	-1,2%	-1,2%	-1,6%	-1,4%
P05	-13,0%	-19,6%	-16,7%	-14,0%	-19,4%	-16,5%
P10	-10,5%	-11,1%	-8,4%	-7,8%	-10,3%	-9,6%
P15	-7,2%	-7,2%	-4,3%	-4,3%	-7,0%	-6,0%
P20	-3,8%	-5,4%	-2,7%	-1,7%	-5,0%	-3,7%
P25	-0,9%	-3,3%	-1,5%	-1,0%	-2,9%	-1,9%

Como era de se esperar, o gerador perdeu um percentual de receita esperada em média de 1,4%, e analisando os cenários de risco, ou seja, de receita esperada com 95% a 75% de confiança, foram encontradas perdas superiores, chegando a 16,5% em média, com 95% de confiança (P05).

Como o intuito deste trabalho é analisar o impacto do POCP no nível de contratação ótima, foi construída uma nova ferramenta em Excel, com uma macro desenvolvida em VBA, na qual para cada nível de contratação, alterada a cada um por cento (1%), são calculadas as receitas esperadas e receitas em risco.

A ferramenta foi elaborada para o mesmo gerador com GF de 100 MW médios, com contrato precificado em R\$90,00/MWh, mas com um prazo de quatro anos neste caso, começando em janeiro de 2012. Foi considerado, para trazer a valor presente, uma taxa de atualização de capital de 12%a.a. A Figura 28 a seguir apresenta parte da ferramenta construída.

GF	100	MWmed
Preço	R\$ 90,00	R\$/MWh
Início	2012	
Prazo	4	anos
taxa	12,00%	a.a.
Nível	3%	Contratado

Resultado do cálculo da ferramenta em média e para cada percentil						
Gerador de Cenários		Média	1%	5%	10%	15%
		229.312.001	63.863.391	68.115.111	81.245.568	94.874.653
NC		Média	1%	5%	10%	15%
delta	1%	224.264.510	54.910.052	59.244.913	72.634.291	86.558.068
1%	2%	226.788.255	59.386.722	63.680.012	76.939.929	90.716.361
	3%	229.312.001	63.863.391	68.115.111	81.245.568	94.874.653
	...					
	100%	474.115.276	249.521.197	378.200.452	414.559.040	459.130.438

Figura 28: Imagem retirada da ferramenta de Contratação Ótima

Para cada nível de contratação (NC), temos uma receita esperada em média (Retorno) e uma receita esperada para cada nível de confiança (Risco), ou seja, risco do nível de segurança de 95%, 90%, 85%, etc., gerando como resultados os valores da Figura 29.

Como o valor do contrato é maior que a média dos PLD's, temos que com o aumento do nível de contratação aumentamos também o retorno esperado, caso a média do PLD esperado fosse menor que o valor do contrato haveria uma diminuição do retorno com o aumento do nível de contratação.

Analisando os riscos financeiros (expressos em unidade de moeda) gerados com os níveis de confiança de 95% a 85% vemos claramente que os riscos nos cenários pouco contratados são altíssimos e à medida que vamos aumentando o nível de contratação, o risco vai diminuindo chegando a um nível mínimo e a partir deste ponto verifica-se que começa a subir novamente.

Figura 29: Retorno e Risco por nível de contratação (sem POCP)

Conforme visto no capítulo 2, a teoria da fronteira eficiente de carteiras de ativos de risco pode ser utilizada na determinação do montante ótimo de contratação da GF, na medida em que a escolha do nível de contratação nada mais é do que a determinação de uma carteira de ativos, quais sejam: exposição financeira na CCEE e o faturamento da contratação bilateral.

A determinação da fronteira eficiente de contratação pela metodologia apresentada é perfeitamente aplicável ao caso da incorporação dos resultados do MRE, uma vez que os ativos (contratação bilateral e resultado no curto prazo) possuem correlação negativa, ou seja, quando o valor de um ativo cai o valor do outro ativo sobe. Este é exatamente o caso de considerarmos a contratação bilateral como um ativo e o resultado na CCEE como outro ativo.

Para cada nível de contratação é possível se determinar o ponto relativo ao retorno esperado do portfólio e seu respectivo risco. A curva típica dos pontos de Risco x Retorno para cada nível de contratação encontra-se de maneira simplificada na Figura 30 abaixo considerando um gerador sem considerar os efeitos do MRE.

Fonte: Adaptado (Jorion, 2003)

Figura 30: Curva simplificada teórica do Retorno x Risco para cada nível de contratação

Observa-se que o retorno esperado é maior no nível de 100% de contratação (toda a GF contratada por meio de contratos bilaterais). Porém, para este ponto o desvio padrão também é o maior, ou seja, o risco associado à decisão de contratar 100% da GF do gerador também é maior. Este fato pode ser explicado uma vez que com a contratação de 100% da GF, as exposições negativas no mercado de curto prazo atingem seu montante financeiro máximo para este caso.

Voltando para a ferramenta construída, para a decisão do nível de contratação, utilizaremos os conceitos discutidos, adotando na medida de risco do VAR, diferentes percentis, ou seja, diferentes probabilidades de confiança, 95%, 90% e 85%. A definição destas probabilidades foi um modo escolhido para representar os diferentes perfis perante o risco, indo do mais avesso ao risco, caso que trabalha com 95% de confiança, até o mais propenso ao risco, caso que joga com 85% de confiança.

Para o caso sem a aplicação do POCP, montando o gráfico da Figura 29 com retorno e risco em eixos separados, onde cada ponto tem associado um nível de contratação, temos o seguinte gráfico mostrado na Figura 31.

Figura 31: Curva de Risco x Retorno sem POCP

Da figura acima podemos observar exatamente como na teoria de Markowitz (1952) para dois ativos onde temos dois pontos com mesmo nível de risco associados com retornos diferentes. Com isso podemos observar que existe a chamada fronteira eficiente, ou seja, o conjunto de pontos no qual minha decisão seria ótima, ou seja, um decisor racional, entre duas opções de mesmo risco, escolhe sempre a opção com maior retorno, conforme ilustrado na Figura 32 a seguir.

Elevando o NC desde 1% contratado até 100% contratado, temos uma variação no nível de retorno (“delta retorno”) e uma correspondente variação de risco (“delta risco”) para cada incremento de 1%.

Figura 32: Fronteiras Eficientes para cada nível de risco

Dado que o ponto da fronteira eficiente é uma decisão final do acionista, podemos definir que o nosso nível de contratação ótimo será, NC tal que o “delta” de risco assumido seja superior a duas vezes o “delta” de retorno esperado. Isto é, se parte de 1% de contratação e se aumenta o nível de contratação até o ponto em que o "delta risco" seja superior a duas vezes o "delta retorno".

Este critério de escolha do nível ótimo é subjetivo e outras soluções seriam possíveis como, por exemplo, assumir um risco de variação de 5% em relação a uma receita esperada que pode ser definida como o valor do contrato sem a liquidação no MRE.

Sendo assim conseguimos obter o nível ótimo de contratação para cada nível de confiança conforme podemos visualizar na Figura 33 que se segue.

Figura 33: Definição dos níveis ótimos de contratação sem o POCP

Os resultados do nível de contratação ótima para cada nível de confiança foram de 88% NC para o nível de confiança de 95% (Risco de 5%); 92% NC para o nível de confiança de 90%; e de 100% NC para o nível de confiança de 85%.

Agora que definimos a metodologia para traçar o nível ótimo de contratação, podemos substituir os cenários de geração hidroelétrica do cenário base por aqueles após a aplicação do POCP e assim chegar aos novos níveis ótimos de contratação conforme Figura 34 a seguir.

Com a aplicação do POCP os resultados do nível de contratação ótima para cada nível de confiança foram de 84% NC para o nível de confiança de 95% (Risco de 5%); 88% NC para o nível de confiança de 90%; e de 100% NC para o nível de confiança de 85%.

Outro ponto interessante para ser analisado é a diminuição do retorno para todos os casos com o POCP que pode ser visualizado na Figura 35 a seguir.

Figura 34: Definição dos níveis ótimos de contratação com o POCP

Figura 35: Comparação Risco x Retorno com e sem POCP

Considerando um nível de confiança de 95%, o gerador deve ajustar seus contratos diminuindo seu nível de contratação em 4% (de 88% para 84%) enquanto que com um nível de confiança de 90% o gerador também deve diminuir em 4% (de 92% para 88%). Porém, caso o gerador decida por atuar com um nível de segurança de 85%, o mesmo não necessitará ajustar seu nível de contratação.

Esses níveis de contratação obtidos podem ser modificados a partir de qualquer alteração das variáveis de entrada do modelo.

Variações dos preços dos contratos de venda ou no período de análise alteram o nível ótimo de contratação. Isso se deve ao fato de que o nível ótimo dependerá da competição entre os resultados esperados da receita com o preço final do contrato e do valor da receita com a venda ao PLD bem como da dispersão de valores de geração hidroelétrica e consequentes GSF.

Para este trabalho, as curvas de PLD utilizadas possuem os valores médios para cada ano mostrados na Tabela 10, e os valores para cada conjunto de anos podem ser visualizados na Tabela 11:

Tabela 10: Valores anuais da curva de PLD utilizada

R\$/MWh	2012	2013	2014	2015
Média PLD	74,82	77,66	93,05	106,46

Tabela 11: Valores para cada conjunto de anos

R\$/MWh	4 anos	3 anos	2 anos	1 ano
Média PLD	88,00	81,84	76,24	74,82

Os resultados alcançados neste capítulo podem se alterar dependendo de algumas variáveis como, por exemplo, o preço do contrato de venda. Será que quanto maior ou menor for o preço desta venda, o gerador poderá aumentar ou terá que diminuir seu nível de contratação?

Outro ponto seria o período desta análise, podendo-se arguir que se ao invés de se considerar os próximos quatro anos, se vislumbrasse um horizonte de um ou dois anos, qual seria o nível ótimo de contratação? Se por acaso, a expansão do parque gerador brasileiro nos próximos anos fosse proporcionalmente maior em termos de recursos térmicos do que hídricos, como se comportariam os níveis ótimos de contratação?

As simulações variando os preços dos contratos de venda, períodos de análise e nos cenários de geração hidroelétrica serão mostradas a seguir.

5.2. Simulação alterando o preço de venda dos contratos

Para a análise da sensibilidade no nível de contratação ótimo com a metodologia aqui apresentada variando o preço do contrato de venda, foi construído um novo módulo na macro de forma a se obter os resultados para cada um dos preços escolhidos.

Alterou-se o preço do contrato de venda, para os preços de R\$75,00/MWh , R\$80,00/MWh, R\$85,00/MWh, R\$90,00/MWh, R\$95,00/MWh, R\$100,00/MWh, R\$105,00/MWh, R\$110,00/MWh e R\$150,00/MWh, e os resultados nos níveis de contratação com e sem a aplicação do POCP podem ser visualizados na Tabela 12.

Tabela 12: Nível Ótimo de Contratação alterando os preços de venda

		NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO (prazo do contrato de 4 anos)								
		NORMAL			COM POCP			DELTA de VARIAÇÃO		
Preço do contrato		P95	P90	P85	P95	P90	P85	P95	P90	P85
R\$	150,00	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%
R\$	110,00	89%	100%	100%	85%	100%	100%	-4%	0%	0%
R\$	105,00	89%	93%	100%	85%	89%	100%	-4%	-4%	0%
R\$	100,00	89%	92%	100%	84%	88%	100%	-5%	-4%	0%
R\$	95,00	89%	92%	100%	84%	88%	100%	-5%	-4%	0%
R\$	90,00	88%	92%	100%	84%	88%	100%	-4%	-4%	0%
R\$	85,00	88%	92%	100%	84%	88%	100%	-4%	-4%	0%
R\$	80,00	88%	92%	95%	84%	88%	92%	-4%	-4%	-3%
R\$	75,00	88%	92%	95%	84%	88%	90%	-4%	-4%	-5%

Como podemos observar, alterando o preço dos contratos de venda, existe uma grande alteração no nível ótimo de contratação com 85% de confiança, diferentemente do caso base mostrado inicialmente quando o preço cai para R\$80,00/MWh, indo para 95%.

A partir do momento que se diminui o preço do contrato, diminui também o nível de contratação neste nível de confiança.

Esse alteração se deve ao fato da venda ao PLD começar a ficar mais vantajosa assim como acontecia nos outros intervalos de confiança.

Também se pode observar que para o nível de confiança de 95% tem-se uma diminuição no nível ótimo de contratação, considerando todos os preços simulados, quase estáveis em 4%, sendo que com 90% de confiança a variação é praticamente idêntica (4%), sendo que ao preço de R\$150,00/MWh não se tem variação, pois para ambos os cenários o nível ótimo de contratação é de 100%. Para 85% de confiança a variação é maior, começando com variação de 0% e chegando até 5%.

5.3. Simulação alterando o período de análise

Desta vez a premissa a ser alterada é o período de análise do contrato, que antes era de quatro anos e agora irá de três anos a um ano.

Os resultados serão mostrados na Tabela 13, Tabela 14 e Tabela 15 que se seguem.

Para o preço do contrato em R\$150,00/MWh o nível ótimo de contratação se manteve em 100% para todos os períodos menos para o período de um ano.

Tabela 13: Período de análise de 3 anos

		NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO (período de análise de 3 anos)								
		NORMAL			COM POCP			DELTA de VARIAÇÃO		
Preço do contrato		P95	P90	P85	P95	P90	P85	P95	P90	P85
R\$	150,00	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%
R\$	110,00	90%	100%	100%	86%	100%	100%	-4%	0%	0%
R\$	105,00	90%	100%	100%	86%	100%	100%	-4%	0%	0%
R\$	100,00	90%	100%	100%	86%	100%	100%	-4%	0%	0%
R\$	95,00	90%	99%	100%	86%	99%	100%	-4%	0%	0%
R\$	90,00	90%	96%	100%	86%	91%	100%	-4%	-5%	0%
R\$	85,00	89%	94%	97%	86%	89%	93%	-3%	-5%	-4%
R\$	80,00	89%	94%	96%	86%	89%	91%	-3%	-5%	-5%
R\$	75,00	89%	94%	96%	84%	88%	91%	-5%	-6%	-5%

Tabela 14: Período de análise de 2 anos

		NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO (período de análise de 2 anos)								
		NORMAL			COM POCP			DELTA de VARIAÇÃO		
Preço do contrato		P95	P90	P85	P95	P90	P85	P95	P90	P85
R\$	150,00	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%
R\$	110,00	90%	99%	100%	85%	97%	100%	-5%	-2%	0%
R\$	105,00	90%	98%	100%	85%	96%	100%	-5%	-2%	0%
R\$	100,00	90%	94%	100%	85%	89%	100%	-5%	-5%	0%
R\$	95,00	90%	94%	100%	85%	88%	100%	-5%	-6%	0%
R\$	90,00	90%	93%	100%	85%	88%	99%	-5%	-5%	-1%
R\$	85,00	90%	93%	99%	85%	88%	98%	-5%	-5%	-1%
R\$	80,00	90%	93%	98%	85%	88%	95%	-5%	-5%	-3%
R\$	75,00	90%	93%	98%	84%	88%	95%	-6%	-5%	-3%

Tabela 15: Período de análise de 1 ano

		NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO (período de análise de 1 ano)								
		NORMAL			COM POCP			DELTA de VARIAÇÃO		
Preço do contrato		P95	P90	P85	P95	P90	P85	P95	P90	P85
R\$	150,00	91%	100%	100%	85%	100%	100%	-6%	0%	0%
R\$	110,00	91%	100%	100%	85%	100%	100%	-6%	0%	0%
R\$	105,00	91%	100%	100%	85%	100%	100%	-6%	0%	0%
R\$	100,00	91%	100%	100%	85%	100%	100%	-6%	0%	0%
R\$	95,00	91%	100%	100%	85%	97%	100%	-6%	-3%	0%
R\$	90,00	91%	100%	100%	84%	96%	100%	-7%	-4%	0%
R\$	85,00	91%	98%	100%	84%	95%	100%	-7%	-3%	0%
R\$	80,00	91%	98%	100%	84%	91%	94%	-7%	-7%	-6%
R\$	75,00	91%	97%	100%	84%	91%	93%	-7%	-6%	-7%

Pode-se observar que para todos os períodos de análise e com o nível de confiança de 95%, considerando os demais preços, o nível ótimo de contratação sem a aplicação do POCP varia de 91% a 88%, porém, com a aplicação do POCP os níveis ótimos que diminuíam de 4% a 5% com o período de análise de 4 anos, com a diminuição desse prazo, a diminuição desses valores variam mais ainda, indo de 3% a 7%. Observa-se que com período de 1 ano, a diminuição se mantém em 6% e 7%; com período de 2 anos, se mantém praticamente em 5%; e com 3 anos varia de 3% a 5%.

Diminuindo a confiança para 90% e 85%, verificam-se maiores oscilações nos níveis ótimos de contratação tanto com e sem a aplicação do POCP.

Para 90% de confiança, enquanto que no caso base, período de análise de quatro anos, o delta de variação com e sem POCP era de -4% para preços de R\$105,00/MWh e menores, com a período de análise inferior, este delta irá variar muito mais, indo de 0% em preços maiores à -7%, nos menores preços. Nota-se também que o incremento de variação para o período de 3 anos é de -5% a -6% para preços menores que R\$90,00/MWh, porém nos períodos maiores não têm variação.

Outro ponto interessante é que com 85% de confiança e o período de análise de um ano, temos que sem a aplicação do POCP o nível ótimo de contratação é de 100% em todos os cenários de preços, porém quando se aplica o POCP o nível varia de 100% a 93%. Ocorre quase o mesmo para o período de dois anos, só que neste caso o nível sem POCP varia de 100% a 98%. Porém com a aplicação do POCP, enquanto que no caso base nos preços menores a variação era de -3% a -5%, para o período de 1 ano a variação aumenta para o intervalo entre -6% e -7%.

5.4. Simulação alterando a geração hidroelétrica

Para que se possa simular impactos do POCP com a mudança nos cenários de geração hidroelétrica futura, adotou-se como sistemática simular o POCP com uma disponibilidade térmica maior.

Foi escolhido aumentar a disponibilidade térmica, pois é um fato que tem se mostrado uma tendência futura, dado que está cada vez mais difícil se construir grandes usinas hidroelétricas e a disponibilidade principalmente do gás no Brasil tem aumentado bastante com a descoberta do pré-sal, sinalizando oferta abundante do combustível no futuro.

Adicionou-se, no conjunto de térmicas despacháveis, mais 1500 MW no sudeste e 3000 MW no nordeste. O número escolhido é maior no nordeste principalmente porque é o local onde as térmicas se concentraram mais nos últimos leilões organizados pelo governo.

O resultado desta simulação encontra-se na Tabela 16.

Tabela 16: Nível ótimo de contratação alterando os cenários de geração

		NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO (Geração Térmica Adicional e prazo do contrato de 4 anos)								
		NORMAL			COM POCP			DELTA de VARIAÇÃO		
Preço do contrato		P95	P90	P85	P95	P90	P85	P95	P90	P85
R\$	150,00	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%
R\$	110,00	89%	100%	100%	83%	97%	100%	-6%	-3%	0%
R\$	105,00	89%	93%	100%	82%	87%	100%	-7%	-6%	0%
R\$	100,00	89%	92%	100%	82%	86%	100%	-7%	-6%	0%
R\$	95,00	89%	92%	100%	82%	86%	100%	-7%	-6%	0%
R\$	90,00	88%	92%	100%	82%	86%	100%	-6%	-6%	0%
R\$	85,00	88%	92%	100%	82%	86%	100%	-6%	-6%	0%
R\$	80,00	88%	92%	95%	82%	85%	90%	-6%	-7%	-5%
R\$	75,00	88%	92%	95%	82%	85%	86%	-6%	-7%	-9%

Como se pode observar, foram mantidas as decisões ao preço de R\$150,00/MWh igual ao cenário base, ou seja, nível ótimo de contratação em 100%. Porém, para os outros cenários de preços, enquanto que no caso base a variação era de -4% a -5%, com maior disponibilidade térmica a faixa de variação se mantém entre -6% e -7%, chegando a -9% no nível de confiança de 85% e preço de R\$75,00/MWh.

Podemos montar também um quadro comparativo entre os dois cenários de POCP simulados e prazo de 4 anos de contrato, o qual está visualizado na Tabela 17 a seguir.

Tabela 17: Comparação dos dois cenários de disponibilidade térmica no POCP

		NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO (Geração Térmica Adicional e prazo do contrato de 4 anos)								
		COM POCP (BASE)			COM POCP (GT ADICIONAL)			DELTA de VARIAÇÃO		
Preço do contrato		P95	P90	P85	P95	P90	P85	P95	P90	P85
R\$ 150,00		100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%
R\$ 110,00		85%	100%	100%	83%	97%	100%	-2%	-3%	0%
R\$ 105,00		85%	89%	100%	82%	87%	100%	-3%	-2%	0%
R\$ 100,00		84%	88%	100%	82%	86%	100%	-2%	-2%	0%
R\$ 95,00		84%	88%	100%	82%	86%	100%	-2%	-2%	0%
R\$ 90,00		84%	88%	100%	82%	86%	100%	-2%	-2%	0%
R\$ 85,00		84%	88%	100%	82%	86%	100%	-2%	-2%	0%
R\$ 80,00		84%	88%	92%	82%	85%	90%	-2%	-3%	-2%
R\$ 75,00		84%	88%	90%	82%	85%	86%	-2%	-3%	-4%

Pode-se constatar que o nível de contratação variou de -2% a -3%, chegando no máximo à -4% ao preço de R\$75,00/MWh e nível de confiança de 85%.

Analisando agora o impacto disso nas curvas de risco e retorno e considerando o preço de contrato em R\$90,00/MWh, pode-se construir o gráfico da Figura 36 a seguir.

Figura 36: Impacto no nível de contratação ótima com GT adicional no POCP

Verifica-se que além do risco ser maior, existe também uma diminuição no retorno esperado para o gerador hidroelétrico.

Colocando o nível de contratação no eixo das abscissas é possível observar claramente os menores retornos e as curvas em riscos subindo antes. Esses valores estão mostrados na Figura 37 a seguir.

Figura 37: Curva de risco x retorno com e sem GT adicional

6. CONCLUSÕES, CONSIDERAÇÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

6.1. Conclusões

O trabalho apresentado propôs uma discussão sobre os impactos dos POCP sobre o nível de contratação dos geradores hidroelétricos participantes do MRE.

Uma metodologia para obtenção do nível ótimo de contratação foi discutida e aplicada a vários casos exemplo, tomando como base o retorno esperado e o risco.

Foram calculados os níveis de contratação ótima para alguns níveis de confiança do empreendedor, mesmo porque o perfil do acionista ou do sócio majoritário controlador e tomador de decisões pode variar bastante, indo do mais avesso ao risco até o mais propenso ao risco e, sendo assim, os resultados foram calculados e comparados com e sem a aplicação da modelagem proposta do POCP.

Os resultados apresentados demonstraram o quanto os agentes geradores precisam ajustar sua estratégia de contratação ótima, mantendo a função objetivo de maximizar a receita, condicionada a critérios de risco, que ponderem os fatores citados.

Foi necessário contratar menos energia considerando o risco assumido devido ao maior impacto no GSF, decorrente da maior geração térmica no SIN, que provoca uma maior exposição ao PLD.

Com as simulações realizadas percebeu-se a influência do preço de venda do contrato na estratégia de contratação ótima do gerador. Verificou-se que quanto maior o preço, maior o nível de contratação, pois este preço está diretamente ligado ao retorno esperado, o qual aumenta juntamente com o aumento dos preços, garantindo para o gerador uma maior segurança no enfrentamento dos riscos gerados pela liquidação no SPOT. Claro está que para cenários mais "estressados" em termos de PLD, as conclusões de uma situação pode se alterar significativamente, mas, de qualquer forma, essa conclusão pode ser capturada com o auxílio da metodologia desenvolvida.

Outro fator a ser considerado foi o período de análise dos contratos, o qual dependendo da conjuntura atual dos preços e sua dispersão ao longo do tempo também podem fazer com que seu nível de contratação ótima se altere.

Além disso, verificou-se que dependendo da configuração atual do sistema, como por exemplo, da quantidade de térmicas disponíveis para serem despachadas pelo POCP, faz com que o nível ótimo de contratação varie. Na simulação feita, na qual adicionarem-se mais térmicas, verificou-se que era necessário diminuir mais ainda o nível de contratação, ou seja, os geradores hidroelétricos participantes do MRE devem ficar ainda mais atentos ao planejamento energético do setor, pois dependendo da configuração futura de usinas, a estratégia dos geradores deve ser constantemente revista.

6.2. Considerações

O intuito deste trabalho foi discutir a influência dos procedimentos operativos de curto prazo, que não estão incorporados ao modelo de otimização do setor elétrico, na estratégia de contratação ótima de um gerador hidroelétrico.

Realmente verificou-se com a modelagem proposta que a estratégia de contratação desses geradores deve ser revista, porém estudos e simulações devem ser refeitos todos os meses para uma melhor avaliação deste tipo de procedimento.

Outro fator a ser considerado é que na metodologia aplicada para obtenção das curvas guias utilizou-se a premissa de que a afluência futura é sabida, e não como na vida real, onde dificilmente conseguiremos saber exatamente essa afluência. De qualquer forma, isso minimiza os despachos térmicos necessários para obtenção dos níveis de segurança para cada mês.

A modelagem aqui apresentada considerou uma simulação da operação do sistema brasileiro obtida com o modelo NEWAVE baseada em afluências históricas a partir do deck de abril de 2011, porém a operação real do sistema ocorre de maneira diferente da obtida com o modelo NEWAVE.

Somente este fato já torna qualquer tomada de decisão baseada nas saídas do modelo NEWAVE uma decisão complexa e de difícil aceitação do acionista, que é

o tomador da decisão final, porém as análises realizadas não perdem seu papel, que é simular possíveis impactos devido à variabilidade inerente ao sistema elétrico brasileiro que depende de boas afluências para encher os reservatórios das usinas todos os anos.

É muito importante que os modelos do setor elétrico continuem aprimorando seu código para que reflita cada vez mais os reais problemas enfrentados pelo ONS na sua operação diária para que assim simulações como estas possam traduzir melhor o comportamento esperado final da operação.

Outro efeito que foi simplificado devido ao uso das simulações do NEWAVE é a reprogramação do despacho hidrotérmico que ocorreria na vida real todo final de mês com a aplicação do POCP no mês anterior, gerando CMO's diferentes e possivelmente menores por simplesmente partir de níveis de armazenamentos, em cada subsistema, maiores. Algumas simulações foram realizadas para tentar quantificar este impacto para alguns dos cenários de ENA's utilizados e foi verificado que o CMO/PLD diminuía, porém pouco se comparado às significativas alterações no GSF. Devido ao longo tempo de processamento que leva em cada rodada do modelo NEWAVE, cerca de 4 horas, em um bom computador, e que deveria ser processado 78 vezes para cada mês do horizonte de estudo, ou seja, 4446 vezes (78×57 meses), acabou se tornando inviável simular todos os casos e incorporar esse efeito de forma mais rigorosa nos resultados.

Outro ponto interessante de se destacar é que ao longo dos meses, os cenários futuros refletidos nos modelos NEWAVE e DECOMP sofrem inúmeras alterações de cronograma de entrada de usinas, manutenção, atraso de interligações, e até retirada de usinas por completo que em geral afetam tanto os valores esperados quanto a variabilidade futura dos PLD's e da geração das usinas, porém também não foram considerados na análise. Este problema de retirada de usinas do deck do NEWAVE tornou-se muito evidente ao longo de 2012, portanto muitos empreendimentos foram retirados do deck devido à incapacidade do empreendedor de terminar de construir suas usinas e, por conseguinte, está se tornando um grande sinal de alerta para o atual modelo do setor elétrico, gerando grandes riscos para a expansão elétrica brasileira.

6.3. Sugestões de Trabalhos Futuros

Como visto neste trabalho, a decisão de contratação ótima, além de complexa, não é trivial e os riscos são de monte e bastante diversificados.

Possíveis trabalhos que possam auxiliar o gerador a modelar todas essas incertezas seriam de grande valor para o tomador da decisão.

Uma delas seria a de considerar as incertezas devido a mudanças no cronograma de usinas e até mesmo o cancelamento.

Algo ideal seria conseguir construir um modelo que possa imitar os resultados do modelo NEWAVE e DECOMP para gerar os PLD's consistentes, mas que consiga despachar as usinas térmicas e hidroelétricas aderentes com o processamento do POCP e assim, no mês seguinte, possa alimentar os dados de entrada com os armazenamentos mais próximos do real despacho.

Sendo assim, de posse deste modelo, o gerador poderia simular os diferentes cenários de afluência futura e confiar mais seguramente nas saídas e assim poder decidir melhor sobre o nível ótimo de contratação.

Seria interessante também poder analisar detalhadamente se o valor pago pelos geradores e consumidores para se ter este seguro sistêmico, que é o POCP, é vantajoso para os agentes pagantes, ou se compensaria assumir o risco.

7. BIBLIOGRAFIA

ALMEIDA, R. R. - **Análise do gás natural como opção para a expansão do parque gerador brasileiro e proposta do ONS de despacho antecipado das térmicas**, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade de São Paulo, 2007.

ANEEL – Audiências Públicas, Resoluções e Decretos (último acesso em mar/2012)

ARTEIRO, Francisco - **Influência dos Condicionantes Ambientais e de Restrições de Uso Múltiplo da Água na Operação do Sistema Interligado Nacional** – apresentação do Workshop: Influência dos Aspectos Socioambientais na Operação do Sistema Interligado Nacional, 2006.

BODIE, Zvi; MERTON, Robert C - **Finanças**. Editora Bookman, 2002.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), **O SIN e os modelos Newave e Decomp utilizados no planejamento da operação energética e no cálculo do PLD**. Treinamento aos agentes, São Paulo, 2007.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **Procedimentos de Comercialização**, 2011.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **Regras de Comercialização** versão 2011.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **Regras de Comercialização, Módulo 4**, capítulo 3.1: Mecanismo de Realocação de Energia – (MR) disponível em http://www.ccee.org.br/StaticFile/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Regras/04_Garantias_Fisicas_.pdf. Acesso em: 30/04/2012.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Projeto Newave: **Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes** – Manual do usuário. Rio de Janeiro, 2004.

FAGUNDES Filho, C. A. C. **Análise da estratégia de contratação de consumidores livres tendo como balizamento a formação de preços no mercado cativo**, dissertação de mestrado, São Paulo, 2009.

GAUL, S. S; ALMEIDA, J. V. M. **Setor elétrico e risco regulatório**. São Paulo: Estudo Setorial, SR Rating, 2004.

HULL, John C., 1946 - **Fundamentos dos mercados futuros e de opções**, São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 2005.

JABUR, Maria A.. **Racionamento: do susto à consciência**. São Paulo: Terra das Artes, 2001.

JORION, Philippe, **Value at risk: a nova fonte de referência para a gestão do risco financeiro**, tradução Thierry Barbe. 2003.

LEME, Henrique Felizatti, **Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: Avaliação e gestão de risco de contratos contendo flexibilidade**, tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 2008.

MARKOWITZ, H. M. **Portfolio selection**, Journal of Finance, v. 7, pp. 77–91, 1952.

MEDEIROS, L , **Previsão do Preço Spot no Mercado de Energia Elétrica**. PUC - RJ, Rio de Janeiro, 2003.

ONS, **Procedimentos operativos de curto prazo para aumento da segurança energética do sistema interligado nacional**, Nota Técnica n°59, 2008.

ONS, **Retificação das Curvas Bianaais de Aversão a Risco para o Sistema Interligado Nacional Biênio 2012/2013**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/curva_aversao/NT_175-2011_CAR_2012-2013.pdf>. Acesso em: 30/04/2012.

PADOVEZE, Clóvis Luís. **Administração Financeira de Empresas Multinacionais**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2006.

PARK C. S., SHARP-BETTE G. P., **Advanced Engineering Economics**, JohnWiley&Sons, 1990.

PEREIRA, M.V.F. **Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems**. Electrical Power & Energy Systems, vol. 11, no. 3, 1989.

RAMOS, Dorel Soares – Notas de Aula – Disciplina PEA 5771 – Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor Elétrico, São Paulo, 2008.

RAMOS, D. S.; Silva Filho, D – Notas de Aula – Disciplina PEA 5916 – Formação de Preços e Comercialização no Mercado de Energia Elétrica I, São Paulo, 2010.

RAMOS, D. S.; Silva Filho, D – Notas de Aula – Disciplina PEA 5917 – Formação de Preços e Comercialização no Mercado de Energia Elétrica II, São Paulo, 2010.

ROSS, Stephen A.; Westerfield, R. W.; Jaffe, J. A.: **Corporate Finance**. Editora Atlas. São Paulo, 1995.

SECURATO, José Roberto – **Decisões Financeiras em Condições de Risco**, 1996

SILVA FILHO, Donato: **Dimensionamento Evolutivo de Usinas Hidroelétricas, tese de Doutorado**, Universidade de São Paulo, 2003.

SÁ G. T., **Administração de Investimentos, Teoria de Carteiras e Gerenciamento de Riscos**, Rio de Janeiro, 1999.

SILVA, E. L., **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica (1a ed.)**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato, 2001.

SOKEI, Cristiane Toma, **Modelo de sazonalização da energia assegurada de usinas hidrelétricas utilizando algoritmos genéticos**, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2008.

SOUZA, Z. F., **A importância da reação da demanda na formação dos preços de curto prazo em mercados de energia elétrica**, Dissertação de Mestrado, São Paulo, 2010.

BARROSO, P. S. F., **Riscos Hidrológicos**, VIEX AMERICA - Gestão de Riscos na Contratação de Energia Elétrica, São Paulo, 2011.

ZANFELICE, Fábio R. **Estratégia de contratação ótima na comercialização de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado), Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007.