



Universidade de Brasília

Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciências da
Informação e Documentação

Departamento de Economia

Programa de Mestrado Profissionalizante

**O NOVO MARCO REGULATÓRIO DO BRASIL PARA OS PROJETOS
DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E SUA CAPACIDADE DE
ATRAIR OS FUNDOS DE PENSÃO PARA INVESTIR NO SETOR
OBJETIVANDO O RETORNO A LONGO PRAZO**

Victor Roberto Hohl

Orientador: Prof. Roberto Ellery

Brasília

Novembro de 2012

Hohl, Victor R.

Investimentos Aplicado ao Setor Elétrico: Avaliação da Capacidade do Setor Elétrico de Atrair os Fundos de Pensão para Investir no Setor / Victor Roberto Hohl. – Brasília, 2013.

(Mestrado) – Universidade de Brasília,

Departamento de Economia, 2013.

Orientador: Roberto Ellery,

1. Finanças. 2. Financiamento de projetos de infraestrutura – setor de energia elétrica. 3. Leis 10.847 e 10.848 e Resolução CMN 3.792/2009 I. Título. II. Título : uma revisão.

Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciências da
Informação e Documentação

Departamento de Economia

Programa de Mestrado Profissionalizante

**O NOVO MARCO REGULATÓRIO DO BRASIL PARA OS PROJETOS
DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E SUA CAPACIDADE DE
ATRAIR OS FUNDOS DE PENSÃO PARA INVESTIR NO SETOR
OBJETIVANDO O RETORNO A LONGO PRAZO**

Victor Roberto Hohl

Orientador: Prof. Roberto Ellery

Brasília

Novembro de 2012

Aos meus queridos pais e minha esposa Renata
por todo companheirismo, compreensão,
e amor incondicional.....

LISTA DE ABREVIATURAS

- ACL – Ambiente de Contratação Livre
- ACR – Ambiente de Contratação Regulada
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- BACEN – Banco Central do Brasil
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia
- CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
- CMN – Conselho Monetário Nacional
- CMO - Custo Marginal de Operação
- CVM – Comissão de Valores Mobiliários
- CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
- EFPC – Entidade Fechada de Previdência Complementar
- EIA – Estudo de Impacto Ambiental
- ELETRORBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- EPC – Entidade de Previdência Complementar
- IBAMA - Instituto do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
- IS – Índice Sharpe
- LI – Licença de Instalação
- LO – Licença de Operação
- MME – Ministério de Minas e Energia
- MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
- NTN-B – Notas do Tesouro Nacional – série B
- NTN-C - Notas do Tesouro Nacional – série C
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PBA – Projeto Básico Ambiental

PLD – Preço de Liquidação por Diferenças

RIMA – Relatório de Impacto Ambiental

SIN – Sistema Interligado Nacional

SPE – Sociedade de Propósito Específico

RESUMO

Os investimentos em geração de energia elétrica possuem a capacidade de gerar fluxos de recursos de longo prazo e com baixa variabilidade. Contudo, é preciso entender se o arcabouço regulatório desenvolvido no Brasil traz a segurança necessária para os investidores. Para isso, este estudo apresenta as principais alterações promovidas no setor a partir das Leis 10.847 e 10.848. Por meio da análise do desempenho das ações do setor elétrico no mercado brasileiro (BOVESPA) foi possível identificar que as empresas deste segmento apresentaram maior resiliência no desempenho em bolsa, principalmente nos momentos de crise macroeconômica. Além disso, exibiram retornos superiores a outras opções do mercado, demonstrando que o setor possui as características necessárias para atrair os investidores institucionais. Isso evidencia que, Fundos de Pensão podem ser os potenciais parceiros privados no financiamento de projetos de Infraestrutura no Segmento de Geração de Energia Elétrica estimulados por: (1) alterações trazidas pela nova Resolução CMN 3.792/2009; e pelo (2) movimento de quedas de taxas de juros reais da economia brasileira, exigindo a diversificação de seu portfólio de investimentos em projetos de longo prazo que apresentem boa relação entre risco e retorno.

Palavras chave: financiamento de projetos de infraestrutura – setor de energia elétrica – Leis 10.847 e 10.848 – Resolução CMN 3.792/2009

ABSTRACT

Investments in Power generating projects can create long term cash flow with low volatility. However, it is necessary to understand whether the regulation framework developed in Brazil is capable of boosting investors' confidence. In order to do that, this study presents the main changes made to the electricity sector after Acts no. 10847 and no. 10848 came into effect in 2004. Through the analysis of the performance of its shares in the Brazilian stock market (BOVESPA), it was possible to identify more resilience, especially during macroeconomic crises. Besides, they have displayed better returns than other market options, indicating that the sector has the necessary characteristics to attract institutional investors. This shows that Pension Funds can be potential private partners in funding infrastructure projects in the Power generating sector, mainly motivated by: (1) changes brought by the new Regulation, CMN 3792/2009; and (2) the steady fall of real interest rates in the Brazilian economy, leading to changes in allocation of assets to long term projects that offer a good risk-return relationship.

Key words: funding of infrastructure projects – electric power sector – Acts no. 10,847 and 10,848 – Regulation no. CMN-3792/2009

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1-12
2. CARACTERIZAÇÃO DOS FUNDOS DE PENSÃO.....	2-15
2.1 REGULAMENTAÇÃO DOS INSTITUTOS DE PREVIDÊNCIA	2-17
2.2 RESOLUÇÃO DO CMN 3.792.....	2-18
2.2.1 Renda Fixa:	2-20
2.2.2 Renda Variável:	2-21
2.2.3 Investimentos Estruturados:	2-22
2.2.4 Investimentos em Imóveis:	2-22
2.2.5 Operações com Participantes:	2-22
2.2.6 Investimentos no Exterior:	2-22
3. CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	3-25
3.1 NOVO MARCO REGULATÓRIO	3-26
3.2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO	3-29
3.3 SIN – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	3-35
3.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	3-37
3.5 LICENCIAMENTO AMBIENTAL.....	3-42
3.6 SELF DEALING	3-47
3.7 CICLO OPERACIONAL.....	3-47
4. RISCO DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA NO BRASIL-49	
4.1 RISCO DE CONSTRUÇÃO	4-50
4.2 RISCO DE INTEGRAÇÃO	4-52
4.3 RISCO DE FINANCIABILIDADE	4-53
4.4 RISCO AMBIENTAL	4-54
4.5 RISCO DE CASO FORTUITO E FORÇA MAIOR	4-55
4.6 RISCO DE CRÉDITO	4-56
4.7 RISCO DE DESCASAMENTO FINANCEIRO.	4-57
4.8 RISCO DE MERCADO OU DO NEGÓCIO	4-59
4.9 RISCO OPERACIONAL	4-60
4.10 RISCO LEGAL, REGULATÓRIO E POLÍTICO	4-61
4.11 RISCO DE SUPRIMENTO.....	4-62
5. ANÁLISE DOS RESULTADOS	5-65
5.1 ASPECTOS METODOLÓGICOS	5-65
5.2 BASE DE DADOS.....	5-70
5.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS	5-76
6. CONCLUSÃO	6-82
7. REFERÊNCIA.....	7-87

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Organização do Setor Elétrico

Figura 2: Planejamento do Setor Elétrico

Figura 3: Sistema Interligado Nacional

Figura 4: Sistema de Realocação de Energia

Figura 5: Composição do Índice IEE

Figura 6 Composição do Índice IGERE

Gráfico I – Desempenho dos Índices

Gráfico II – Séries Diárias de Retorno Financeiro dos Índices
(volatilidade)

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Limites da Resolução 3.792 – Renda Fixa

Tabela 2: Limites da Resolução 3.792 – Renda Variável

Tabela 3: Limites da Resolução 3.792 – Investimentos Estruturais

Tabela 4: Limites da Resolução 3.792 – Investimentos em Imóveis

Tabela 5: Limites da Resolução 3.792 – Operações com Participantes

Tabela 6: Limites da Resolução 3.792 – Investimentos no Exterior

Tabela 7: Correlação dos Índices

Tabela 8: Resultado do Retorno dos Índices

1. INTRODUÇÃO

O Brasil vem passando por mudanças significativas nos últimos 10 anos em consequência da estabilidade macroeconômica. O atual regime de metas de inflação, o respeito à austeridade fiscal e uma política de câmbio flutuante têm garantido ao país uma adequada gestão do risco inflacionário, bem como o avanço do poderio econômico da sociedade brasileira. A redução do risco macroeconômico e a maior confiança dos investidores na economia nacional vêm permitindo ao governo a condução de uma trajetória consistente de redução dos juros reais da economia. Juros cada vez menores implicam assunção de maiores riscos em troca de retornos diferenciados para os investidores institucionais.

Nessa categoria, encontram-se as Entidades de Previdência Complementar, os famosos fundos de pensão, entidades patrocinadas por empresas públicas e privadas que gerenciam as reservas e os benefícios de milhões de empregados e assistidos.

Os fundos de pensão possuem regras de remuneração mínima, são metas de retorno definidas entre entidade e participantes e que fazem parte dos modelos atuariais. A maior parte dessas entidades definiu a taxa de 6% de juros reais como parâmetro de meta atuarial. No passado era possível adotar um perfil de investimento mais conservador e garantir o cumprimento do compromisso atuarial apenas aplicando a grande maioria dos recursos em títulos públicos federais. O cenário daqui para frente se mostra mais desafiador.

Em sintonia com esse cenário macroeconômico, o Conselho Monetário Nacional (CMN) flexibilizou, através da Resolução 3.456, as regras de alocação dos ativos, permitindo mais exposição em ações, investimentos no exterior e criando um novo segmento de investimento chamado de

investimento estruturado (infraestrutura e fundos estruturados). Em 2009, a Resolução 3.792 foi editada, revogada a 3.456, flexibilizando ainda mais a legislação anterior.

Os fundos de pensão possuem obrigações estáveis, previsíveis e de longo prazo, em contrapartida a um fluxo regular de receita no período de acumulação, tornando-os investidores ideais para financiamento de projetos de longa maturação.

Apoiado nessa premissa, essa dissertação pretende analisar se o setor elétrico, que também possui características marcantes com dois ciclos bem definidos, como fase de implantação, na qual converge intenso e concentrado fluxo de investimento, e fase de operação, na qual se registra elevada geração de caixa, está estruturado para garantir condições de risco e retorno ideais para os investidores institucionais.

A análise será desenvolvida sob o ponto de vista do investidor não especialista que não está habituado ao investimento em empreendimentos do setor. A hipótese é de que o aporte de recursos está lastreado exclusivamente na qualidade do empreendimento hidrelétrico.

Essa dissertação desenvolve-se ao longo de seis capítulos. O primeiro capítulo constitui-se da presente introdução.

O segundo capítulo caracteriza os Fundo de Pensão além de resumir a mais recente legislação do setor no que concerne no que concerne o momento da decisão de alocação de seus recursos.

O terceiro capítulo introduz o tema da reestruturação do setor elétrico a partir da revisão histórica do processo de desenvolvimento, sua

regulação no Brasil, trazendo um resumo das novas bases regulatórias do setor trazidas pelas Leis 10.847 e 10.848,

O quarto faz uma análise dos da estrutura dos empreendimentos de geração de energia elétrica, abordando também os riscos do investimento em empreendimentos elétricos.

O quinto capítulo apresenta os aspectos metodológicos do trabalho e desenvolve-se uma análise da qualidade do investimento sob a nova égide do marco regulatório do setor elétrico, focando o aspecto a relação risco/retorno do setor. Algumas análises estatísticas são apresentadas mostrando o desempenho das ações de empresas do setor elétrico na bolsa de valores BOVESPA com o intuito de facilitar a compreensão do tema desenvolvido nesse capítulo.

O sexto e último capítulo a conclusão do trabalho realizado.

2. CARACTERIZAÇÃO DOS FUNDOS DE PENSÃO

Os planos de pensão são instrumentos de provisão de aposentadorias para complementar a previdência social oficial. Os Fundos de pensão são constituídos por meio de condomínios formados por trabalhadores de uma ou mais empresas, membros de um sindicato ou associação.

No Brasil, a forma de financiamento dos benefícios que serão pagos é a principal diferenciação entre a previdência social e os planos de pensão.

A previdência social no Brasil é financiada pelo regime de repartição simples, baseado na transferência direta da renda da população ativa para a inativa, ou seja, os trabalhadores ativos pagam os benefícios dos inativos, não existe acúmulo de reserva.

Os planos de previdência complementar são constituídos, em sua grande maioria, pelo regime de capitalização, portanto, os benefícios são financiados pela reserva gerada durante o período de acumulação. As contribuições dos participantes durante o período de acumulação são definidas seguindo cálculos matemáticos (métodos atuariais) que levam em conta a idade do participante, o tempo de contribuição, a estrutura salarial e o retorno mínimo esperado nos investimentos realizados.

O período compreendido entre a contratação do plano e o fim do pagamento dos benefícios aos assistidos pode durar anos. Dessa forma, o passivo atuarial¹ está sujeito aos riscos atuariais². E dentro desse

¹ **Passivo Atuarial** – Valor presente, calculado atuarialmente, dos benefícios acumulados pelos participantes até a data da avaliação. O passivo atuarial pode ser entendido também como a soma das reservas técnicas e fundos de natureza atuarial. O déficit técnico acontece quando o valor das reservas matemáticas é superior ao valor do Patrimônio já constituído, ou seja, o fundo apresenta mais obrigações com seus participantes do que caixa para cobrir o pagamento dessas obrigações.

² **Risco Atuarial** – é o risco decorrente da adoção de premissas atuariais que não se confirmem, ou que se revelem agressivas e pouco aderentes à massa de participantes, ou ao uso de metodologias que se mostrem inadequadas.

período podemos definir o ciclo de vida dos fundos de pensão em duas fases bastante distintas: de acumulação e de distribuição.

Durante a fase de acumulação, os fundos de pensão uma grande monta de recursos financeiros. Conforme Barros, 2003, durante essa fase, os fundos de pensão se destacam como importantes investidores institucionais, dispendo de grande volume de recursos para serem aplicados no setor produtivo.

Na fase de distribuição, pagamento das aposentadorias e benefícios, os fundos de pensão baseiam-se nas reservas acumuladas durante a fase de acumulação, por isso é tão importante que essas entidades possuam uma gestão de recursos bastante equilibrada no que diz respeito à mensuração mais adequada para estabelecer a melhor relação de risco e retorno, visando não apenas uma boa rentabilidade, mas possibilitando o cumprimento das obrigações com o passivo atuarial do fundo.

Por essas características operacionais bem distintas que resultam em assunção de obrigações estáveis, previsíveis e de longo prazo, é que os fundos de pensão são candidatos ideais para desempenhar papel-chave no financiamento de grandes projetos de investimentos.

Os planos de pensão geralmente são criados por iniciativa de empresas públicas ou privadas ou surgem da negociação entre os sindicatos patronais e os sindicatos de trabalhadores. Os planos podem ser patrocinados por uma só empresa ou multipatrocinaados, quando os participantes são oriundos de mais de uma empresa.

As entidades de previdência complementar são também diferenciadas em função da característica de obrigações de benefícios e contribuições

definidas. Os tipos de planos mais comuns são: os de benefício definido³, os de contribuição definida⁴ e os mistos⁵.

Nos planos de contribuição definida, o risco de insolvência da empresa patrocinadora é praticamente eliminado. O valor do benefício a ser pago aos participantes é resultado do valor do ativo acumulado. Por essa razão, acredita-se que nesse modelo o papel dos associados é mais ativo, pois o desempenho dos investimentos dos recursos garante o pagamento dos benefícios, assim, os trabalhadores têm todo o interesse em fiscalizar a gestão do fundo. O risco do uso político dos recursos dos fundos de pensão tende a ser mitigado nessa configuração, pois interferências dessa natureza devem ser severamente abolidas.

Adicionalmente, o regulador criou as Leis Complementares 108, 109 e o Decreto 4.942 que estabelecem as diretrizes legais de gestão, os padrões de governança, os limites de aplicação e as penalidades para os gestores de fundos de pensão.

2.1 REGULAMENTAÇÃO DOS INSTITUTOS DE PREVIDÊNCIA

Os primeiros fundos de pensão instituídos no Brasil foram criados pelo governo através da instituição de fundos constituídos por empregados de empresas públicas e desenvolvidos com o objetivo de ampliar e fortalecer o mercado de capitais nacional. Para atender esse propósito era fundamental o estímulo da poupança nacional. O acúmulo de recursos gerados pela contribuição dos planos de previdência seria utilizado para alocação em investimentos produtivos e estruturantes, preferencialmente por meio de instrumentos financeiros negociados no

³ **Planos de Benefício Definido** – Os valores das pensões que serão recebidas pelos beneficiários encontram-se previamente definidos. As contribuições podem ser ajustadas de forma a garantir o pagamento desses benefícios.

⁴ **Planos de Contribuição Definida** – As contribuições são previamente definidas. Os benefícios serão estabelecidos em função do valor global atingido pelo fundo de acumulação das contribuições e dos rendimentos financeiros.

⁵ **Planos Mistos** – Conjugam as características dos planos de benefício definido e contribuição definida.

mercado de capitais. Nesse contexto, era importante que se elaborasse uma norma que incentivasse e disciplinasse a alocação dos fundos de pensão com o intuito de atender esses objetivos.

A primeira norma reguladora do setor foi a Resolução do Conselho Monetário Nacional 460/1978 que estabeleceu limites mínimos e máximos para aplicação em títulos, ações e imóveis.

A partir daí, uma série de resoluções foram promulgadas até a chegada da última, a Resolução 3.792, de setembro de 2009. Algumas resoluções destacam-se, pois trouxeram inovações importantes para a regulação, em particular as Resoluções do CMN 2.189/1994 e 3.121/2003.

A Resolução do CMN 2.189/1994 alterou significativamente a lógica da regulação, definindo apenas limites máximos, pois se percebeu que a definição de limites mínimos gerava distorções alocativas.

A Resolução 3.121/2003 foi inovadora por ter introduzido a necessidade do estabelecimento de uma política de investimentos para orientar a alocação dos investimentos coerentes com o perfil das obrigações do passivo atuarial.

2.2 RESOLUÇÃO DO CMN 3.792

Com o sucesso do plano de estabilização econômica, o Brasil conseguiu obter um maior controle inflacionário, desindexar a economia, reduzindo a necessidade de emissão de títulos de sua dívida indexados à inflação (NTN-B e NTN-C). O avanço nos aspectos relacionais ao controle e cumprimento das metas fiscais estabelecidas pelo governo, o grande acúmulo de reservas internacionais e o ganho institucional obtido pelas autarquias federais de regulação e controle contribuíram para reduzir a percepção de risco de nosso país, repercutindo em taxas de juros reais mais baixas. A mensuração da queda das taxas de juros reais da

economia é facilmente obtida através dos prêmios dos *coupons* dos títulos brasileiros.

Os títulos indexados à inflação emitidos pelo governo federal possuem as características essenciais para boa alocação dos recursos das instituições de previdência, pois são indexados ao mesmo índice de correção estabelecido nas metas atuariais, apresentavam baixo risco de crédito (emissão do Governo Federal). Historicamente esses títulos apresentavam níveis de *coupons* (taxa de remuneração) que permitiam a geração de reservas matemáticas para os planos de previdência.

Contudo, nesse novo cenário de economia brasileira de maior estabilidade e menores juros reais, a política de investimento das instituições de previdência complementar foi forçosamente obrigada a reduzir a exposição desses títulos, a fim de buscar o cumprimento dos compromissos atuariais assumidos.

A Resolução CMN 3.792 foi editada em 24 de setembro de 2009 contemplando essa nova dinâmica do cenário macroeconômico do Brasil, flexibilizando as regras de investimentos dos recursos administrados por tais entidades, permitindo maior diversificação e maior assunção de riscos por parte dos gestores dos fundos a fim de não comprometer o pagamento dos benefícios futuros de seus participantes e beneficiários.

Assim, a nova Resolução mostrou bastante preocupação com as regras de diversificação, pregando maior autonomia dos gestores das entidades, estipulando parâmetros de controle e avaliação de risco, exigindo a adoção de níveis mínimos de governança corporativa, estabelecendo parâmetros mínimos para a formação dos gestores de recursos (certificação dos administradores envolvidos no processo

decisório), além de permitir a ampliação do trabalho de *due-diligence*⁶ por parte dos participantes.

Dentre as alterações mais relevantes e que trouxe um caráter mais moderno à legislação, devemos destacar a ampliação de quatro para seis segmentos de aplicação das entidades fechadas de previdência complementar, passando a incluir os segmentos de investimentos estruturados e no exterior. Dessa forma, os investimentos que compõem a carteira das EFPC passam a ser classificados nos seguintes segmentos: (i) renda fixa; (ii) renda variável; (iii) investimentos estruturados⁷; (iv) investimentos no exterior ; (v) imóveis e (vi) operações com participantes.

A Resolução permitiu também o aumento dos limites de aplicação no segmento de renda variável, com um aumento de 20% para aplicações em ações listadas no Novo Mercado e de 10% para aplicações no Nível 2 e no Bovespa Mais.

Abaixo segue um resumo dos limites estabelecidos pela nova legislação, considerando cada um dos segmentos:

2.2.1 Renda Fixa:

Tabela I – Limites da Res. 3.792- Renda Fixa

⁶ **Due diligence** – A prática de *due diligence* consiste na análise de documentos e informações de uma empresa no levantamento de seus ativos e passivos, contábeis e jurídicos, além de mensurar os riscos efetivos e potenciais do negócio, ou seja, no ramo empresarial em se encontra a corporação, pode-se incluir também a análise de outros aspectos como jurídico societário, trabalhistas, ambientais, imobiliários, de propriedade intelectual e tecnológica.

⁷ **Investimentos Estruturados:**

São considerados os investimentos estruturados, conforme, Resolução 3.792:

- i- As cotas de fundo de investimento em participações e as cotas de fundo de investimentos em cotas de fundos de investimento em participações;
- ii- As cotas de fundos de investimento em empresas emergentes;
- iii- As cotas de fundos de investimento e as cotas de fundos de investimento em cotas de fundos de investimentos classificados com multimercado cujos regulamentos observem exclusivamente a legislação estabelecida pela CVM, aplicando-se os limites, requisito e condições estabelecidas a investidores que não sejam considerados qualificados, nos termos da regulamentação da CVM.

TABELA 1 - DEMONSTRATIVO DE ENQUADRAMENTO - Res. CMN 3.792 (Limites máximos do Cap. VII) - RENDA FIXA					
Investimento	Alocação - Conj. Seção I	Alocação Seção I - Adicional	Alocação - Emissor Seção II	Concentração - Emissor Seção III	Concentração Investim. Seção IV
- Títulos da Dívida Pública Federal (NTN/ LTN/LFT/BTN/CREDESC/CTN/CFT/TDA/ASTN) - Operações Compromissadas - Lastro em Tit. Federal	100%	100%	100%	100%	N/A
- CDB/RDB - Depósitos em Poupança - Demais Títulos de emissão/coobrigação de Inst. Financeiras DPGE - Cias Abertas não listadas em bolsa	80%	80%	20%	25% do PL de IF	N/A
- Debêntures e Securitização (S.A de capital aberto) (Inclusive os regulados pela ICVM 476 - Esforços Restritos)					25% da série
- Operações Compromissadas - Lastro em Tit. Estadual/Municipal	80%	80%	10%	N/A	N/A
- Títulos da Dívida Pública Estadual					
- Títulos da Dívida Pública Municipal					
- Títulos de Organismos Multilaterais (Diversif. das reservas nacionais adquirindo títulos do KfW (o BNDES alemão) e o BIS (o BC dos bancos centrais) e papéis da dívida de outros países)					
- Emissões do Patrocinador - CAIXA					
- CCB / CCCB (somente com coobrigação de IF)			20%		
- CCE					
- CCI			5%		
- CPR					
- CRA					
- CRI	20%	20%	10%	5% do PL separad	25% das cotas
- FIDC/FIC FIDC - Cotas					
- NCE					
- WARRANT					
- Demais Tit./ Val. Mobiliários (S.A de capital aberto) (Inclusive os regulados pela ICVM 476 - Esforços Restritos e DPGE de Cias Abertas listadas em bolsa)			5%	N/A	N/A
* Fundos de Investimentos exclusivos Abertura da carteira para consolidação com as posições da carteria própria de acordo com cada segmento e limites					

2.2.2 Renda Variável:

Tabela II – Limites da Res. 3.792- Renda Variável

TABELA 2 - DEMONSTRATIVO DE ENQUADRAMENTO - Res. CMN 3.792 (Limites máximos do Cap. VII) - RENDA VARIÁVEL						
Investimento	Alocação - Conj. Seção I	Alocação Seção I - Adicional	Alocação - Emissor Seção II	Concentração - Emissor Seção III	Concentração Investim. Seção IV	
- Governança - AÇÕES NOVO MERCADO	N/A	70%	10%	25% - CV e CT	N/A	
- Governança - AÇÕES NÍVEL 2		60%				
- Governança - AÇÕES BOVESPA MAIS		50%				
- Governança - AÇÕES NÍVEL 1		45%				
- AÇÕES Emissão do Patrocinador - CAIXA		N/A	N/A			
- Governança - AÇÕES OUTROS MERCADOS			5%			
- FI Ações referenciado em cesta de ações - Cotas ETF - Exchange traded fund - ICVM 359		35%	10%			25% - PL do fundo
- Títulos e Valores Mobiliários de emissão de SPE (ações e debêntures)		20%				25% - CV e CT
- Outros investimentos (Debêntures particip. Lucros/CEPAC/RCE/Crédito de Carbono/Certificados de Ouro)		3%	5%			N/A
* Fundos de Investimentos exclusivos Abertura da carteira para consolidação com as posições da carteria própria de acordo com cada segmento e limites FI / FIC FI Ações (única empresa ou setor) - Art. 48 § 3º						

2.2.3 Investimentos Estruturados:

Tabela III – Limites da Res. 3.792- Investimentos Estruturados

TABELA 3 - DEMONSTRATIVO DE ENQUADRAMENTO - Res. CMN 3.792 (Limites máximos do Cap. VII) - INVEST. ESTRUTURADOS					
Investimento	Alocação - Conj. Seção I	Alocação Seção I - Adicional	Alocação - Emissor Seção II	Concentração - Emissor Seção III	Concentração Investim. Seção IV
- Fundo Imobiliário - Cotas - FMIEE - Cotas - FIP / FIC FIP - Cotas - FI / FIC FI Multimercado - Não exclusivo - Cotas	N/A	10% N/A N/A 10%	10%	25% - PL do fundo - Exceto FI Imob. se imóveis concluídos e c/	N/A

2.2.4 Investimentos em Imóveis:

Tabela IV – Limites da Res. 3.792- Investimentos em Imóveis

TABELA 4 - DEMONSTRATIVO DE ENQUADRAMENTO - Res. CMN 3.792 (Limites máximos do Cap. VII) - INVEST. NO EXTERIOR					
Investimento	Alocação - Conj. Seção I	Alocação Seção I - Adicional	Alocação - Emissor Seção II	Concentração - Emissor Seção III	Concentração Investim. Seção IV
- Empreendimentos Imobiliários	N/A	N/A	N/A	N/A	25%
- Imóveis - Aluguel e Renda					N/A
- Outros imóveis					
- Reavaliação de imóveis (Somente demonstração em separado)					

2.2.5 Operações com Participantes:

Tabela V – Limites da Res. 3.792- Operações com Participantes

TABELA 5 - DEMONSTRATIVO DE ENQUADRAMENTO - Res. CMN 3.792 (Limites máximos do Cap. VII) - OPERAÇÕES COM PARTICIPANTES					
Investimento	Alocação - Conj. Seção I	Alocação Seção I - Adicional	Alocação - Emissor Seção II	Concentração - Emissor Seção III	Concentração Investim. Seção IV
- Empréstimos a participantes	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
- Financiamento habitacional		10%			

2.2.6 Investimentos no Exterior:

Tabela VI – Limites da Res. 3.792- Investimentos no Exterior

TABELA 6 - DEMONSTRATIVO DE ENQUADRAMENTO - Res. CMN 3.792 (Limites máximos do Cap. VII) - INVEST. NO EXTERIOR					
Investimento	Alocação - Conj. Seção I	Alocação Seção I - Adicional	Alocação - Emissor Seção II	Concentração - Emissor Seção III	Concentração Investim. Seção IV
- FI / FIC FI Dívida Externa - Cotas	N/A	N/A	5%	25% - PL do fundo	N/A
- FI Índice do exterior - Cotas				N/A	
- BDR					
- Ações - MERCOSUL				25% - CV e CT	

Adicionalmente, com o intuito de aumentar a participação das EPC em investimentos produtivos, o governo federal incentivou e permitiu o aporte em novos projetos, ainda não listados no mercado de capitais, através da criação de Sociedades de Propósito Específico, com constituição e funcionamento devidamente regulados pela CVM.

Em relação aos investimentos em SPE⁸, destacam-se os seguintes pontos na atual legislação: (i) precisam ser constituídas para financiamento de novos projetos; (ii) ter prazo de duração determinado e fixado na data de sua constituição; (iii) ter suas atividades restritas àquelas previstas no objeto social definido na data de sua constituição; (iv) ter compromisso formal de, no caso de abertura de capital, aderir ao segmento especial da BM&FBovespa que assegure no mínimo níveis diferenciados de práticas de governança corporativa; (v) precisam ter sua viabilidade econômica e financeira previamente pela Entidade de Previdência Complementar; (vi) o limite global de concentração por projeto na nova resolução foi alterado para 25%; anteriormente a legislação previa 20%.

Adicionalmente, é importante destacar o avanço trazido pela Resolução do BACEN Nº 3.846, de 25 de março de 2010, que alterou a Resolução Nº 3.792, permitindo às entidades de previdência complementar a prestação de garantias nos caso de seus investimentos em SPE, cuja a decisão de investimento tenha ocorrido após 1º de janeiro de 2010, desde que: (i) sejam computados, nos limites estabelecidos pela resolução CMN Nº 3.792, os valores prestados em garantia pela entidade de previdência complementar em obrigações contraídas por SPE na qual

⁸ **Sociedade de Propósito Específico (SPE)** – Caracterizam-se por serem unidades econômica e juridicamente distintas das empresas que as patrocinam, devem possuir atividades empresariais bastante restritas, contar em sua grande maioria das vezes com prazo de existência determinado, permitindo assim isolar o risco financeiro de seus acionistas, com um custo de capital de risco bastante diferenciado das dívidas corporativas de suas empresas controladoras. Trata-se de estrutura jurídica ideal para obtenção de financiamento para um novo projeto em função das garantias que podem ser oferecidas aos investidores (garantias reais, garantias fidejussórias, *covenants* contratuais, seguros, etc)

tenha participação e (ii) as garantias prestadas em relação ao total de garantias prestadas pela SPE devem ser, no máximo, proporcionais à participação da EFPC no capital total da SPE

3. CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro inicialmente organizou-se fundamentalmente através de grandes empresas estatais, controladas pela holding Centrais Elétricas Brasileira S.A. (ELETROBRAS). Nessa época, o financiamento do setor baseava-se na inversão dos próprios resultados gerados pela operação, no endividamento externo e no financiamento fiscal através de recursos federais e estatais. A participação da iniciativa privada foi praticamente inexistente nesse período. As quatro geradoras federais do Grupo Eletrobrás (Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul) foram as principais responsáveis por todo o investimento de geração no período anterior à década de 90.

Contudo, na década de 90, com a redução da capacidade financeiro do estado, na esteira de um longo período de recessão iniciado nos anos 80, os investimentos no setor declinaram como reflexo da escassez de crédito do mercado internacional. Assim, o setor elétrico teve que passar por um processo de reformas, convergindo para um modelo em que prevalece a redução da dimensão do Estado empresário e no qual ente privado aparece com o papel de financiador/investidor, de forma a reservar ao Estado o papel de regulador, fiscalizador.

A partir daí marcou-se a transição de um modelo fortemente estatal, de financiamento baseado na arrecadação fiscal e no endividamento de empresas estatais, para um modelo com maior abertura aos investimentos privados e à competição.

O primeiro passo para essa transição foi marcado pela privatização de ativos, o que permitiu a redução do endividamento do governo e das estatais, pois os recursos obtidos nos leilões foram utilizados para amortização de dívidas. O segundo passo foi o fortalecimento do

arcabouço regulatório a fim de permitir o maior interesse de participação nos investimentos por parte dos entes privados.

3.1 NOVO MARCO REGULATÓRIO

O novo marco regulatório foi implementado pela Lei 10.848 de 15.3.2004 e regulamentado pelo Decreto 5.163, de 30.7.2004. A partir daí, a regulação passou a considerar as especificidades únicas do setor elétrico nacional. Os objetivos principais que nortearam a implementação do novo marco regulatório foram: (i) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; (ii) promover a modicidade tarifária e (iii) promover a inserção social por intermédio da universalização da energia elétrica.

A segurança do suprimento é garantida por uma série de medidas, as quais, direta ou indiretamente, atuam para reduzir o risco do desabastecimento. Entre as medidas diretas, destacam-se:

- Realização da expansão do sistema por meio de leilões, nos quais os vencedores celebram contratos bilaterais de longo prazo com as distribuidoras;
- Exigência de que as distribuidoras contratem 100% da sua demanda;
- Exigência de que todo contrato financeiro deve ser lastreado em capacidade firme de geração;
- Monitoramento permanente do setor de forma que se tomem medidas preventivas contra eventuais desequilíbrios entre oferta e demanda de energia elétrica.

Com o novo marco regulatório, o Estado focou sua atuação no planejamento de longo prazo do setor. A nova estrutura institucional foi definida da seguinte maneira:

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – órgão de assessoria da Presidência da República, multiministerial, presidida pelo ministro de minas e energia, cujo objetivo é a formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros, o aproveitamento nacional dos recursos estratégicos do país, a revisão periódica da matriz energética e a definição de diretrizes para programas setoriais específicos.

- **Ministério de Minas e Energia (MME)** – responsável pela formulação e implementação, no âmbito federal, da política energética nacional.

- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** – empresa pública federal vinculada ao MME, que tem como missão atuar nos estudos voltados para o planejamento energético nacional, associados às projeções da composição da matriz energética nacional, do balanço energético nacional, do aproveitamento ótimo dos recursos hídricos, do licenciamento ambiental e, por fim, do planejamento da expansão da geração e transmissão da energia elétrica de curto, médio e longo prazo.

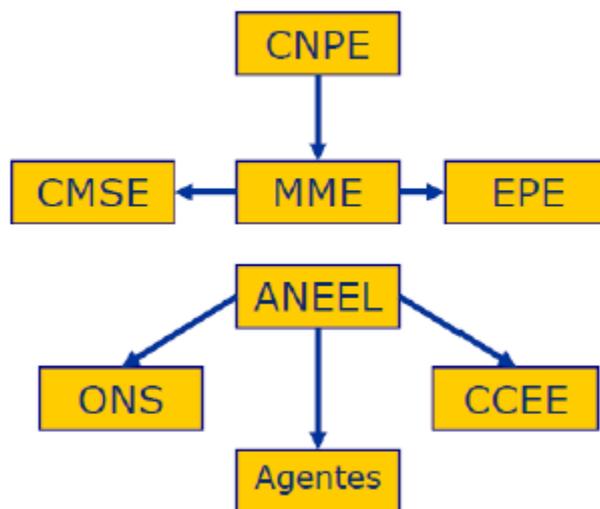
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)** – grupo instituído sob a coordenação do MME, que tem por finalidade assegurar a continuidade e a segurança do suprimento de energia no país.

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)** – autarquia, vinculada ao MME, que tem por objetivo a fiscalização e a regulação das funções de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica em todo o território nacional.

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** – pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem como objetivo o controle das funções de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN).

- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** – pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem com objetivo a gestão dos processos de contratação de compra e venda de energia no novo modelo.

Figura I – Organização do Setor Elétrico



O setor elétrico foi dividido em quatro segmentos de negócios: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização.

Esse trabalho irá abordar especificamente o segmento de Geração.

O segmento de geração pode ser classificado como um ambiente de competição controlada. A entrada de um novo agente requer autorização ou concessão do poder público. A concessão de uso acontece por meio de processo de licitação pública.

O agente gerador pode comercializar a energia em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). É importante notar que as novas concessões

exigem destinação de um percentual mínimo da energia produzida ao ambiente regulado.

No ACR, o regulador exerce maior pressão sob as condições das transações de compra e venda de energia, em teoria, com o objetivo de compatibilizar modicidade tarifária⁹ e atratividade de novos investimentos.

No ACL, as transações são direcionadas pelas forças de mercado, firmadas bilateralmente entre agentes compradores e vendedores, sem intervenção do regulador.

3.2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO

Nossa matriz energética é essencialmente hídrica, isso faz com que o custo marginal de expansão aumente progressivamente, pois a regra de expansão obedece, rigorosamente, à ordem de implantação de projetos mais produtivos e mais próximos dos grandes centros consumidores, em detrimento dos outros menos produtivos e distantes. À proporção em que se expande o sistema, projetos mais caros e distantes dos centros consumidores passam a ser elegíveis para implantação. A matriz termoelétrica, ao contrário, permite manter o custo marginal de expansão mais constante, contudo, seu custo é sensivelmente mais elevado do que o obtido em projeto hidroelétrico.

O planejamento de longo prazo do setor elétrico compreende três etapas: Planejamento de Longo Prazo, Planejamento de Médio Prazo e Monitoramento.

⁹ **Modicidade Tarifária** – garantia de preço módico na tarifa, ou seja, a menor tarifa (preço) na prestação do serviço. A modicidade tarifária no novo modelo é atingida através dos leilões de energia, observado que vence o leilão o ente que oferecer a menor tarifa na prestação do serviço, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

O planejamento de longo prazo deverá cobrir um horizonte não inferior a vinte anos, observado um ciclo de atividades quadrienal, em que se desenvolve o Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico (PELP), que estabelecerá a estratégia de longo prazo para o setor.

O desenvolvimento desse planejamento é responsabilidade da EPE, que deverá compatibilizar as necessidades do crescimento de oferta de energia no país com o desenvolvimento da matriz energética. Para sua realização, os seguintes estudos devem ser desenvolvimentos:

- Estudos de recursos energéticos e de prospecção tecnológica nas áreas de geração e transmissão, incluindo a possibilidade de importação de energia e/ou insumos energéticos;
- estudos de mercado, com vistas a avaliar a evolução de demanda por energia elétrica;
- estudos ambientais, para identificar eventuais restrições à expansão da oferta e identificar possíveis soluções;
- estudo do Sistema Elétrico de Transmissão, com o objetivo de definir a estratégia de expansão da rede, especialmente dos grandes troncos de interligações regionais e das eventuais interligações internacionais;
- estudos hidrográficos, a fim de identificar a priorização dos estudos de inventário de bacias hidrográficas a serem desenvolvidas, bem como a capacidade de revisão ou atualização dos inventários já realizados.

O planejamento de médio prazo deverá cobrir um horizonte não inferior a dez anos, observado um ciclo de atividades com periodicidade anual, em que se definem o Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos (PDE) e o Programa Determinativo de Expansão de Transmissão

(PDET). Assim, tanto o PELP, como o PDE e o PDET deverão ser desenvolvidos pela EPE.

O PDE é elaborado tendo como base as diretrizes do PELP e apresenta como principal produto o ordenamento, por critério de mérito econômico, dos novos projetos de geração e transmissão.

O PDE é composto pelo resultado das seguintes atividades:

- consolidação da projeção de demanda para o horizonte do plano, considerando a necessidade de carga dos consumidores regulados e livres;
- estratégia de expansão dos sistemas de geração e transmissão;
- planejamento tático de expansão dos sistemas de geração e transmissão, incluindo a indicação dos custos de referência para expansão, a lista de novos projetos de geração e, eventualmente, a indicação dos projetos para apreciação do CNPE, os quais, se aprovados, serão também objeto de futuras licitações;
- de forma análoga ao descrito para o PELP, o PDE deverá indicar a priorização dos estudos de viabilidade de aproveitamentos hidrelétricos a serem desenvolvidos, bem como a necessidade de revisão atualização daqueles já realizados.

Figura II – Planejamento do Setor Elétrico



Dessa forma, o sistema de planejamento setorial configura-se como direcionador da expansão, sendo o convite que dá apoio à decisão do investidor.

Após o governo apresentar o ordenamento por critério de mérito econômico dos novos projetos de geração é que se realiza um inventário hidrelétrico, desenvolvido em consonância com o planejamento indicativo do setor elétrico.

A realização dos estudos de inventário tem importância estratégica para a definição do aproveitamento ótimo.

Do ponto de vista estritamente setorial, o inventário hidrelétrico assume um papel central na determinação da boa qualidade da expansão do

setor. Nesta etapa são analisadas as múltiplas implicações dos diferentes aproveitamentos, sem ainda ter ocorrido o comprometimento de recursos técnicos e financeiros.

Esse processo envolve três etapas: (i) estudos de inventário do potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas; (ii) estudos de viabilidade dos aproveitamentos hidrelétricos, ambos correspondentes à fase de planejamento, de responsabilidade da EPE, e (iii) etapa de implantação do projeto, cujo monitoramento/fiscalização cabe ao CMSE/ANEEL.

A etapa dos estudos de inventário, com duração média de 2 a 3 anos, compreende a realização de estudos, pesquisas e sondagens para a identificação dos aproveitamentos da bacia hidrográfica e seleção daqueles mais viáveis sob os pontos de vista energético, econômico e socioambiental. Essas atividades despertam curiosidade e expectativas no seio da comunidade regional.

A etapa dos estudos de viabilidade de cada aproveitamento compreende o aprofundamento do conhecimento sobre as condições físicas, ambientais e socioeconômicas da área onde se situa o aproveitamento. Isso possibilita a elaboração dos estudos de viabilidade técnica e dos estudos socioambientais (EIA/RIMA). Nesta etapa, amplia-se e intensifica-se a presença de equipes técnicas na região do projeto, ocasionando os primeiros movimentos e ações dos segmentos representativos das comunidades associados aos mais diversos interesses despertados pela futura usina hidrelétrica.

Concluída essa segunda etapa, os estudos de viabilidade técnica e os estudos socioambientais são submetidos, respectivamente, à aprovação da EPE (da ANEEL no modelo antigo) e do órgão ambiental (IBAMA ou órgão ambiental estadual, conforme o caso). A aprovação desses

estudos constitui a declaração da viabilidade técnica e socioambiental do projeto que, assim, estará apto a integrar o programa de licitações.

A EPE é a responsável pelo cumprimento dessas duas etapas e pela obtenção da Licença Prévia Ambiental (LP), ficando as demais, ou seja, a Licença de Instalação (LI) e a Licença de Operação (LO), sob responsabilidade do futuro concessionário.

Conclui-se, portanto, que condicionantes e compromissos a serem assumidos pelo vencedor da licitação serão estabelecidos pelo governo, representado pela EPE, em parceria com os órgãos de licenciamento ambiental responsáveis pelo licenciamento.

A terceira etapa, de implantação do empreendimento, é de responsabilidade do vencedor da licitação, ao qual foi outorgada a concessão para construção e operação do empreendimento. Esta etapa é fiscalizada/monitorada pela ANEEL/CMSE. É o momento no qual, com o início das obras civis, começa a chegar à região o contingente populacional atraído pelas oportunidades de trabalho direta e indiretamente proporcionadas pela construção da usina hidrelétrica.

Nessa etapa, intensificam-se as negociações com representantes das comunidades locais e dos atingidos, relativas aos programas de indenização, mitigação e compensação pelos impactos sociais e ambientais ocasionados pelo empreendimento, culminando com a celebração de acordos para a implantação desses programas, detalhados no Projeto Básico Ambiental (PBA), que constitui instrumento para a obtenção da Licença de Instalação (LI).

Como se pode constatar da descrição ora apresentada, a concepção e a implantação de um projeto hidrelétrico envolvem o cumprimento de cronogramas de natureza complexa, relacionados a elementos técnicos

(obras de engenharia e execução do projeto); econômico-financeiros (financiamento); questões ambientais (estudos e obtenção de licenças); questões judiciais (Ministério Público Federal e Estadual) e aspectos sociais (remanejamento e reassentamento de grupos sociais).

Dessas considerações, resulta claro o papel da EPE, como gestora de todas as etapas do planejamento, assim como dos CMSE/ANEEL, como responsáveis pela fiscalização/monitoramento da implantação e operação dos empreendimentos para a expansão da oferta de energia elétrica. O êxito do empreendimento dependerá, em grande medida, do cumprimento das responsabilidades e ações de natureza social e ambiental que cabem a esses órgãos.

3.3 SIN – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

No Brasil, todo o Sistema de Geração e Transmissão de Energia encontra-se interligado, e é conhecido como SIN – Sistema Interligado Nacional. Esse sistema de coordenação e controle formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte congrega o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. Apenas 3,4% da capacidade de produção elétrica do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica.

O SIN é formado por quatro submercados. Esses submercados são divisões do mercado e correspondem às áreas do Sistema Interligado Nacional, definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão. Cada submercado é considerado efetivamente como um mercado independente, sujeito a um PLD¹⁰

¹⁰ **PLD – Preço de Liquidação de Diferenças** – É o valor determinado semanal para cada patamar de carga, que tem por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis fósseis. O cálculo baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de

(Preço de Liquidação de Diferenças) diferenciado. Conseqüentemente, qualquer agente que negocie entre submercados poderá estar exposto ao risco de diferença de preço. Atualmente, o CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica considera quatro submercados: Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste.

Figura II – Sistema Interligado Nacional



O SIN permite que regiões com menor capacidade de geração ou que tenham problemas de baixa hidrologia recebam energia de outras localidades, garantindo o fornecimento da eletricidade utilizando a fonte de energia mais econômica, reduzindo as diferenças regionais de preços. Pelo fato de o Brasil ser um país com grande extensão geográfica, a existência do SIN torna-se um importante aliado na garantia da segurança elétrica e energética, pois se torna possível explorar a

disponibilidade declarada de geração e consumo previsto de cada submercado. Para determinação do preço utilizam-se os modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

complementariedade dos regimes hidrológicos das bacias. É pouco provável se verificar baixa hidrologia em todo o território nacional ao mesmo tempo; assim, quando sobra energia no sul do país, ela é levada ao norte e vice-versa.

3.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

No novo marco regulatório, toda expansão do parque gerador é feita por intermédio de leilões realizados pela Aneel, nos quais os vencedores são eleitos pelo critério de menor tarifa ofertada.

Os leilões de contratação de energia elétrica são promovidos direta ou indiretamente pela ANEEL, fixando montantes por modalidade contratual a serem licitados. Os leilões ocorrerão de cinco e três anos antes do início do suprimento para energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, e um ano antes desta data para energia proveniente de empreendimentos de geração existente.

A ANEEL poderá ainda promover leilões específicos para contratações de ajustes pelos agentes de distribuição, com prazo de início de suprimento de, no máximo, quatro meses e períodos máximos de suprimento de dois anos a fim de possibilitar a complementação pelos agentes de distribuição do montante necessário para atendimento à totalidade de suas cargas. A energia contratada por cada agente de distribuição nos leilões de ajuste não poderá exceder a um por cento da sua carga total já contratada.

Os vencedores dos leilões de energia provenientes de empreendimentos novos ou existentes deverão celebrar CCEAR com o conjunto dos agentes de distribuição compradores. Os CCEARs deverão prever: (i) prazo mínimo de 15 e no máximo 30 anos, contados do início do suprimento de energia proveniente de novos empreendimentos; (ii) prazos de no mínimo 5 e no máximo 15 anos, contados do ano seguinte

ao da realização do leilão de compra de energia de empreendimentos existentes, desde que o termo final do contrato de suprimento não supere a data de extinção do contrato de concessão.

Apesar do Decreto 5.163 prever a flexibilidade do CCEARs no que diz respeito ao prazo e à modalidade contratual, os leilões de energia nova realizados até então previram, obrigatoriamente, contratos na modalidade quantidade de energia com duração de 30 anos para energia proveniente de fonte hídrica.

O CCEAR poderá apresentar duas modalidades distintas: quantidade de energia elétrica ou disponibilidade de energia elétrica.

Na modalidade de quantidade de energia, os riscos hidrológicos e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE são assumidos pelos agentes de geração, enquanto que, na segunda, os riscos são transferidos aos agentes de distribuição, o que traz implicações ao preço de aquisição da energia. A assunção dos riscos de geração por parte dos agentes de distribuição faz com que os custos de aquisição da energia para o distribuidor sejam menores na modalidade de disponibilidade de energia do que na modalidade de quantidade de energia.

Dessa forma, os geradores hídricos ficam expostos aos riscos de quantidade ou aos riscos hidrológicos e de eventual exposição financeira no mercado de curto prazo.

Apesar do custo marginal de expansão aumentar progressivamente, conforme explicitado anteriormente, o marco regulatório conseguiu desvincular o preço da energia elétrica do custo marginal de expansão. A forma como foram elaborados os leilões é que garante essas expansões sem encarecer os custos. E isso ocorre do seguinte modo: os leilões de

energia foram segregados em energia nova e velha. As usinas antigas, já inteiramente amortizadas, não concorrem com projetos novos, que tem que remunerar todo o custo de implantação e financiamento. Portanto, as usinas antigas não conseguem vender a sua energia por valor próximo ou igual ao preço que viabiliza novos empreendimentos. O mecanismo também protege o investidor e garante a segurança no suprimento, pois impede que novos projetos, que precisam de tarifas mais elevadas para remunerar o investimento, concorram diretamente com aquelas usinas com o capital já amortizado.

Diferentemente do contrato no ACR, no contrato no ACL as relações comerciais entre os agentes são livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica.

O novo modelo contempla ainda o funcionamento do mercado de curto prazo ou mercado *spot*. É no mercado de curto prazo que ocorre o processamento da contabilização de energia elétrica contratada e consumida no Brasil. A contabilização é realizada semanalmente no mercado de curto prazo e leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada, consumida ou gerada.

Conforme artigo 2º da Lei 10.848, todas as empresas de distribuição e consumidores livres deverão garantir o atendimento a 100% de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de contratos registrados na CCEE. Empresas geradoras, distribuidoras, comercializadores e consumidores livres de energia elétrica registram no CCEE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição para que, desta forma, seja possível determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

O PLD será publicado pela CCEE e é calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado por preços mínimo e máximo. O CMO é o principal parâmetro indicativo do preço da energia no mercado de curto prazo, pois representa o custo de operação do sistema submetido a um incremento de carga, sem considerar a possibilidade de expansão de capacidade.

Os valores limites do PLD, a serem estabelecidos pela ANEEL, deverão considerar como fronteira superior os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado e, como fronteira inferior, a soma do custo de operação manutenção das usinas hidrelétricas e do custo relativo à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

Com o objetivo de mitigar os efeitos do risco hidrológico para as geradoras que vendem seu contrato na modalidade quantidade de energia, o arcabouço regulatório constituiu o MRE – Mecanismo de Realocação de Energia. O MRE é um mecanismo financeiro que objetiva compartilhar os risco hidrológicos na busca da garantia da otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. A intenção é garantir que todos os geradores dele participantes comercializem a Energia Assegurada que lhes foi atribuída, independentemente de sua produção real de energia, desde que as usinas integrantes do MRE como um todo tenham gerado energia suficiente para tal.

Por meio do MRE, a energia produzida é contabilmente distribuída, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua Energia Assegurada¹¹ para aqueles que geraram abaixo por imposição do

¹¹ **Energia assegurada da Usina** – Corresponde à fração de energia alocada para a usina no Sistema. A determinação da energia assegurada independe da sua geração real e está associada às condições de longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, considerando a variabilidade hidrológica a que a planta está submetida. A energia assegurada relativa a cada usina participante do Mecanismo de

despacho centralizado do sistema. A energia gerada pelo MRE pode ser maior, menor ou igual ao total de energia assegurada das usinas participantes do MRE, conforme descrito abaixo:

- Se a soma gerada pelas usinas for superior ou igual à soma das suas energias asseguradas, haverá um excedente de energia, denominado Energia Secundária, que será também realocado entre os geradores.
- Se a soma da energia gerada pelas usinas for inferior à soma das suas energias asseguradas, não haverá energia suficiente para que todos os geradores recebam a totalidade da sua energia assegurada. Será então calculado para cada gerador, na proporção de sua energia assegurada, um novo valor de energia disponível apenas para efeito do MRE.

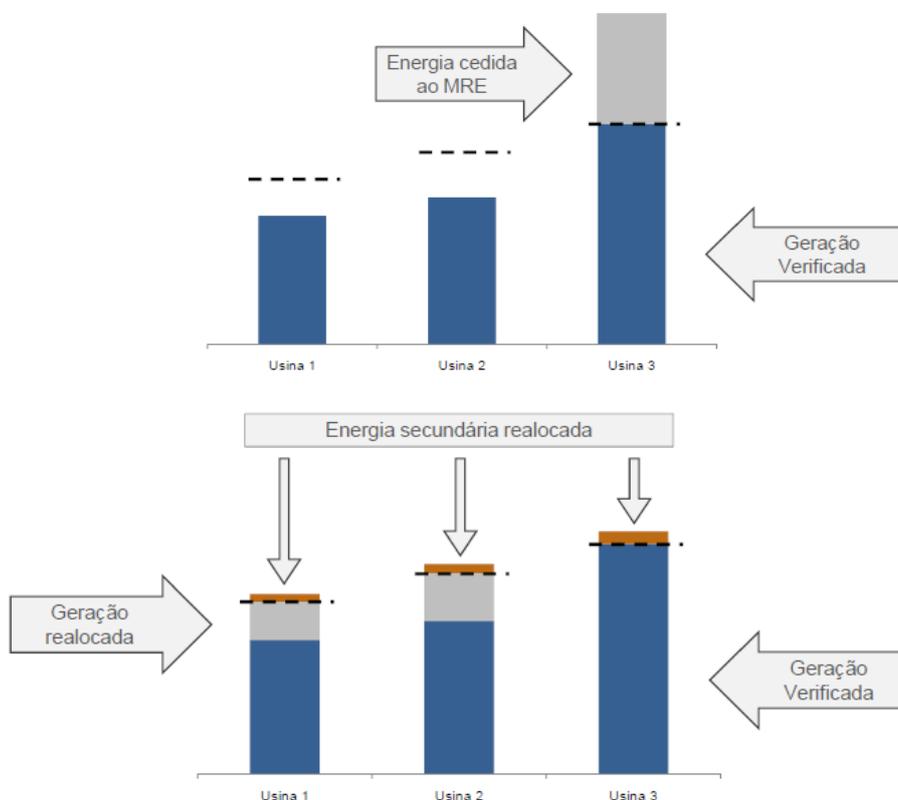
Desse modo, pode ocorrer a hipótese de que uma usina tenha sido despachada em patamar superior ao valor assegurado, mesmo assim, após a aplicação do MRE, para efeito da contabilização financeira, a usina registre quantidade de energia inferior à assegurada. Nesse caso, a usina deverá liquidar a diferença, se existir, entre a energia a ela atribuída após o MRE e a energia comprometida em contratos de longo prazo, cujo limite corresponde à energia assegurada, no mercado de curto prazo.

A energia, no âmbito do MRE, é transferida entre hídricas, ao custo mínimo da água, baseada em tarifa de otimização definida pela ANEEL, para cobertura dos custos incrementais incorridos na operação manutenção das usinas e para pagamento de tarifa de compensação financeira por uso de recurso hídricos, calculado com base no montante de energia gerada.

Realocação de Energia (MRE) é atribuída pela ANEEL nos contratos de concessão e constitui também a quantidade de energia que o gerador pode comercializar (volumes médios anuais) em contratos de longo prazo. Esses níveis anuais são sazonalizados em partes mensais e são então modulados para cada período de apuração.

Quando a energia atribuída ao gerador após aplicação do MRE é superior à quantidade de energia dos seus contratos, o gerador recebe pelo excedente, no mercado de curto prazo, ao PLD. Na situação inversa, quando a energia atribuída ao gerador após a aplicação do MRE é inferior à quantidade de energia dos seus contratos, o gerador paga pelo déficit, no mercado de curto prazo – PLD.

Figura IV – Sistema de Realocação de Energia



3.5 LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Os estudos de viabilidade, iniciados a partir da aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico, definem a concepção global de um aproveitamento hidrelétrico. Conforme a legislação vigente, existe a necessidade de se obter registro para iniciar os estudos de viabilidade. Para isso, os projetos devem estar inseridos na carteira do planejamento realizado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, constante do Programa Decenal de Geração – PDG.

A partir desse momento devem ser incluídos os condicionantes socioambientais e de recursos hídricos decorrentes das análises dos levantamentos realizados.

Os estudos ambientais, realizados em consonância com os estudos de engenharia e energéticos, e disponibilizados de forma sistematizada para consulta dos interessados na elaboração dos estudos de viabilidade, devem apontar as medidas mitigadoras e as ações de controle ambiental e de gestão de recursos hídricos, bem como os custos relativos que deverão subsidiar as análises de viabilidade econômica do projeto.

A Avaliação de Impacto Ambiental – AIA e o Licenciamento Ambiental são instrumentos de caráter preventivo criado para harmonizar o desenvolvimento econômico-social com a proteção do meio ambiente. Tais instrumentos visam promover o uso racional dos recursos ambientais, impedir a utilização predatória e irracional desses recursos e racionalizar os custos empresariais na adequação dos projetos às exigências de controle ambiental. Assim, propiciam a ação articulada do Estado e da iniciativa privada no combate à poluição, de modo a evitar atrasos e custos desnecessários de controle ambiental e promover a implantação de empreendimentos dentro dos princípios do "desenvolvimento sustentável" (DE MARTINI *et al.*, 2003).

Para MILARÉ (2001), o EIA surge com o objetivo de “evitar que um projeto, justificável sob o prisma econômico ou em relação aos interesses imediatos de seu proponente, se revele posteriormente nefasto ou catastrófico para o meio ambiente”. O ponto central defendido pelo autor é que esse instrumento atuaria de forma preventiva, tentando antecipar o dano ambiental antes mesmo de sua manifestação.

O relatório de impacto ambiental – RIMA deve conter: (i) os objetivos e justificativas do empreendimento; (ii) descrição do projeto e suas

alternativas; (iii) síntese dos resultados de diagnóstico ambiental da área de influência do projeto; (iv) descrição dos impactos ambientais do projeto ao longo do horizonte de tempo de sua incidência; (v) caracterização da qualidade ambiental futura da área de influência; descrição do efeito esperado das medidas mitigadoras; programa de monitoramento; (vi) recomendação quanto à alternativa mais favorável, com conclusões e comentários de ordem geral.

A distinção entre o EIA e RIMA é que o relatório de impacto ambiental deve apresentar estudos para a sociedade de forma a explicitar as vantagens, desvantagens e consequências ambientais do empreendimento.

A publicidade é uma das características do Estudo de Impacto Ambiental e é um diferencial em relação a todos os outros previstos na Resolução CONAMA nº 237/97, pois somente o EIA tem a garantia de publicidade e participação pública no processo de análise (OLIVEIRA, 2000).

A Licença Prévia - LP é emitida antes da realização do leilão de concessão e tem por princípio aprovar a localização e concepção do empreendimento, atestar a viabilidade ambiental e estabelecer os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de implementação da hidrelétrica.

Segundo a Lei nº 9.074/95 nenhum aproveitamento hidroelétrico poderá ser licitado sem a definição do “aproveitamento ótimo” pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básicos e executivo.

A nova legislação trouxe a exigência de emissão da licença ambiental prévia para todos os projetos a serem selecionados para participar dos leilões. O objetivo dessa decisão foi reduzir o risco de obtenção de

licença ambiental para dos empreendedores, o que implicaria em maior risco de atraso na implantação do projeto.

A expedição da LP é uma sinalização da viabilidade ambiental do projeto, que autoriza sua localização e concepção tecnológica e estabelece as condicionantes ambientais a serem consideradas no desenvolvimento do projeto básico e do executivo, que farão parte da próxima fase do processo de licenciamento ambiental.

Após a emissão da LP e a finalização do processo de concessão, o concessionário fica responsável pela elaboração do projeto básico, onde o aproveitamento concebido nos estudos de viabilidade é detalhado tendo em vista a definição mais precisa de suas características técnicas, as especificações técnicas das obras civis e os equipamentos eletromecânicos.

Na etapa de Projeto Básico, as questões ambientais deverão ser contempladas mais detalhadamente, como o desenvolvimento dos projetos de controle ambiental e a consolidação das estratégias de gestão ambiental. A definição de diversos aspectos referentes às parcerias para implementação dos programas ambientais previstos também está incluída no Projeto Básico Ambiental – PBA, conforme definido Lei nº 8.666/93.

Os estudos realizados nesta etapa deverão ser aprovados pelo poder concedente, de quem é a responsabilidade de autorizar a construção.

Assim, apesar da legislação procurar mitigar o risco de obtenção da licença ambiental do empreendedor realizando o leilão após a obtenção da LP, isso não afasta o risco de obtenção de licença para o início das obras para os investidores, pois a LI é obtida somente após análise e

aprovação dos órgãos competentes dos estudos realizados na elaboração do Projeto Básico.

Desse modo, a autorização para o início das atividades da construção da usina é obtida somente após a emissão da LI, que define os parâmetros do projeto e as condições de realização das obras. Essas condições deverão ser obedecidas para garantir que a implantação da atividade não cause impactos ambientais negativos além dos limites aceitáveis e estabelecidos na legislação ambiental. Com a aprovação e expedição da LI, a empresa responsável pelo empreendimento implanta-o conforme o Projeto Executivo aprovado pelo órgão licenciador (obras, atividades e instalações de equipamentos de controle ambiental) e implementa os programas ambientais no que se refere à fase de implantação do empreendimento.

O órgão ambiental realiza vistorias técnicas e acompanha a instalação de equipamentos de controle e o atendimento dos programas de monitoramento e das medidas mitigadoras durante toda a implantação do empreendimento.

Finalizada a fase de construção e implantação da usina, após verificar se todas as exigências e detalhes técnicos descritos no projeto aprovado foram desenvolvidos e atendidos ao longo de sua implantação e se está de acordo com o previsto nas Licenças Prévia e de Instalação, é emitida a LO – Licença de Operação. É importante frisar que a Licença de Operação deve ser renovada a cada quatro anos.

3.6 SELF DEALING

Entre as várias mudanças implementadas pelo novo marco regulatório, destaca-se também a obrigatoriedade definitiva de desverticalização das empresas do setor, além da proibição de *self-dealing*¹². Dessa forma, as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia tiveram de ser formalmente separadas, e os grupos devem realizar as respectivas cisões em seus ativos.

3.7 CICLO OPERACIONAL

O ciclo operacional do empreendimento hidrelétrico, para efeito de análise da qualidade do investimento, será de aproximadamente 30 anos, de modo que a soma dos períodos de desenvolvimento do projeto básico, implantação e operação da usina totalizem 35 anos.

Em geral, a atividade de geração de energia elétrica é caracterizada por altos índices de geração de caixa operacional, dado que apenas uma pequena porção do faturamento destina-se à cobertura dos custos de operação e manutenção, por natureza baixos. Assim como observado nos empreendimentos intensivos de capital, a maior parcela do faturamento é destinada ao pagamento das obrigações de natureza financeira, amortização e juros da dívida, e à remuneração dos recursos de empreendedor mobilizados no empreendimento.

Adicionalmente, ao final do contrato de concessão, o direito de exploração, bem como os ativos e instalações vinculadas ao aproveitamento, reverterem para o poder concedente. Ao concessionário caberá indenização no valor das parcelas não depreciadas dos ativos revertidos. Após o término do contrato de concessão, o poder

¹² **Self dealing** – significa celebrar contratos de compra e venda bilaterais entre empresa de um mesmo grupo econômico. Até o novo marco regulatório, era permitido que uma distribuidora de energia contratasse até 30% da sua carga de suas próprias geradoras.

concedente pode prorrogar o contrato ou promover nova licitação da concessão do direito de exploração do aproveitamento.

4. RISCO DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA NO BRASIL

O risco é a incerteza quanto ao retorno esperado no investimento realizado. Praticamente qualquer decisão de investimento implica incerteza quanto à expectativa de retorno. Quanto menor a previsibilidade do retorno, maior será o resultado exigido para compensar o risco assumido.

Segundo Ross (1995), o risco de uma operação é representado pela parcela inesperada de retorno, resultante de surpresa e eventos imprevisos. Se o rendimento de um investimento fosse sempre recebido exatamente da forma esperada, esse seria perfeitamente previsível e, por definição, livre de risco.

Já Gitman (1997) faz uma abordagem de risco como “variabilidade de retornos esperados, relativos a um ativo” e, ainda, como “possibilidade de prejuízo financeiro”.

Em uma visão mais técnica, Securato (1996) define risco simplesmente como uma probabilidade ou como um desvio-padrão.

O investidor que pretende alocar seus recursos em investimentos ligados a projetos de geração de energia hidrelétrica está sujeito a um gama de risco que serão resumidos e categorizados em: (a) riscos inerentes à fase de implantação de um novo projeto no setor (risco de construção, financiabilidade, ambientais e de integração) e (b) riscos inerentes ao projeto operacional (riscos de operação e manutenção, regulatório-político, suprimento, mercado, crédito, macroeconômico e casos fortuitos e força maior).

Os riscos foram caracterizados dessa forma, pelo fato de se entender que durante a fase de construção e implantação de um novo projeto os

impactos de imprevistos tendem a ter maior força no retorno do negócio, especialmente se a questão regulatória já está maturada dentre as esferas legais e política.

As regras de concessão impõem compromissos para que o empreendedor garanta a geração em uma data estabelecida e que atenda às especificações de eficiência operacional dentre dos limites orçamentários estabelecidos pelo investidor no momento da definição da oferta no leilão. Por isso, maiores despesas ou atrasos no período de implantação do empreendimento são parte dos custos conhecidos como *sunk costs*¹³ e possuem impactos mais significativos. Após a obtenção da Licença de Operação e início da geração, a estabilidade da receita torna os riscos de exploração sensivelmente menores.

4.1 RISCO DE CONSTRUÇÃO

Normalmente no momento do oferecimento de um preço de oferta de energia num leilão de concessão de construção de uma nova usina hidrelétrica, o investidor possui parâmetros bastante firmes de custo e condições de construção. Em uma grande maioria dos casos, o investidor já possui contrato com empresa prestadora de serviços de engenharia, construção e fornecimento de equipamentos, nos quais estão claros custos e prazos de execução.

Contudo, em alguns grandes projetos de geração não é possível ter todas as condições de construção, pois o projeto básico¹⁴ de implantação

¹³ **Sunk cost ou Custo irrecuperáveis** – são custos fixos, em geral correspondentes a bens, incorpóreos e corpóreos, utilizados na atividade de produção, como gastos com pesquisas, máquinas e equipamentos. Todavia, diferente do custo fixo, o *sunk cost* representa custo que não pode ser recuperado mediante alienação do bem, antes ou após o encerramento das atividades, vale dizer, a recuperação só é possível por meio da efetiva aplicação do bem nas atividades da indústria.

¹⁴ **Projeto Básico** - segundo a lei brasileira 8.666 de 21 de junho de 1993, é o conjunto de elementos necessários e suficientes, com nível de precisão adequado, para caracterizar a obra ou serviço, ou complexo de obras ou serviços objeto da licitação elaborado com base nas indicações dos estudos técnicos preliminares, que assegurem a viabilidade técnica e o

da usina ainda precisará de eventuais otimizações, gerando um projeto básico consolidado que, eventualmente, pode apresentar variações positivas ou negativas em termos de custo e prazo de implantação.

Os riscos nessa fase também estão associados a erros no processo ou na concepção do projeto, que podem afetar as dimensões de custos e prazos. A fim de mitigar esses riscos, os empreendedores buscam firmar contratos de preço global ou *turnkey*¹⁵, por outro lado, esses contratos tendem a ser mais custosos, pois construtores e fornecedores inserem suas margens de erros e risco em seus custos, uma vez que são os responsáveis finais.

Os contratos de *turnkey*, embora reduzam o risco de performance da empresas contratadas, não eliminam totalmente o risco do projeto, porque na implantação de uma usina fatores de natureza geológica e hidrológica serão sempre pontos de incertezas durante toda a fase de construção. Períodos anormais de chuva durante a fase de escavação ou desvio de um rio, ou uma composição de solo divergente da previsão de sondagem trazem consequências significativas para a obra de engenharia em termos de desvios de orçamento e período de execução. Geralmente, esses contratos são elaborados de forma a absorver esses riscos, porém grandes divergências nas condições inicialmente planejadas podem inviabilizar o empreendimento.

Portanto, os estudos de viabilidade técnica do empreendimento compostos de levantamento topográfico, sondagens e estudos

adequado tratamento do impacto ambiental do empreendimento, e que possibilite a avaliação do custo da obra e a definição dos métodos e do prazo de execução.

¹⁵ **O contrato de turnkey** é um acordo comercial em que um projeto é entregue em um estado concluído. Ao invés de contratar com o proprietário para desenvolver um projeto em etapas, o desenvolvedor é contratado para concluir todo o projeto sem a participação do proprietário. O construtor ou desenvolvedor é separado do proprietário final ou operador, e o projeto é entregue apenas uma vez, é totalmente operacional. Com efeito, o desenvolvedor está terminando o projeto e "virar a chave" sobre o novo proprietário.

hidrológicos mitigam o risco mais não o eliminam, pois desvios no momento de execução, falhas oriundas do projeto de fabricação, no transporte, armazenamento, montagem e instalação de equipamentos, bem como os danos em oriundos de acidentes sempre estarão presentes.

Por isso, é imprescindível a contratação de empresas de seguro e resseguros especializadas na assunção desses riscos. Os seguros geralmente contratados são: (i) risco de engenharia; (ii) responsabilidade civil; (iii) transporte; (iv) lucro cessantes (*ALOP*¹⁶ e *DSU*¹⁷) e (v) performance.

4.2 RISCO DE INTEGRAÇÃO

Esse risco está associado às interpelações entre todos os agentes envolvidos na fase de implantação. O empreendedor, nessa fase, precisa contratar empreiteira, fornecedor de equipamento, montadores, projetistas, empresas de engenharia (engenharia do proprietário), seguradores, assessores ambientais, além de necessitar buscar financiamento para o negócio. Em grandes obras, esse risco tende a ser majorado devido à necessidade de formação de consórcios de fornecedores para o atendimento de cada um dos itens descritos acima.

Assim, todos esses entes devem interagir de maneira coordenada entre si a fim de garantir que o cronograma geral do projeto seja alcançado em sua integralidade. Por exemplo, o atraso no avanço de um ensecadeira retarda o início das obras da casa de força, alterando o avanço físico do

¹⁶ **ALOP – Advance Loss of Profit** – é uma cobertura de seguro extensiva ao Risco de Engenharia e cobre sinistros que possam ocorrer durante a execução da obra e que gerem atraso no início da atividade do empreendimento.

¹⁷ **DSU – Delay Start UP** – é uma cobertura de seguro que visa cobrir perdas financeiras por conta de atraso no período de operação devido a um sinistro que ocorreu numa parte ou peça durante o seu transporte ou armazenamento temporário. Esse seguro pode cobrir as perdas do lucro bruto, despesas fixas, despesas extraordinárias e lucros cessantes durante o período indenitário estabelecido e garantir aos segurados e/ou beneficiários das apólices durante sua vigência o pagamento dos prejuízos existentes, observando as coberturas contratadas.

empreendimento, o que pode gerar demanda de atividades ao fornecedor de equipamento e montador em momento impróprio caso as metas não sejam novamente realinhadas com todos os envolvidos.

O risco de integração pode ser mitigado por intermédio de instrumentos que coíbam ou evitem qualquer recusa ou transferência de responsabilidade entre as partes, criando garantias e responsabilidades cruzadas entre os agentes envolvidos.

4.3 RISCO DE FINANCIABILIDADE

O processo de análise de todos os aspectos relevantes do projeto por parte dos agentes financiadores (contratação de especialistas, *due diligence*, análise jurídica etc) que propiciam o enquadramento, definição das condições de financiabilidade e formalização de contratos de financiamento demanda um prazo considerável, por isso, a tomada de decisão do empreendedor na participação do leilão de comercialização de energia ocorre bastante tempo antes da participação do agente financiador.

Em função disso, o empreendedor acaba comprometendo uma significativa quantidade de recursos próprios antecipadamente à liberação do financiamento e na maioria dos casos antes mesmo de conhecer as condições finais do financiamento. Isso implica que, em alguns casos, o projeto pode não conseguir atingir as condições de financiamento para fundamentar a decisão de entrada no investimento.

É notório que as condições de custo (taxas de juros, forma de amortização e prazo de financiamento) afetam sensivelmente o volume de integralização de capital, bem como a expectativa de retorno do acionista. Esse fator é bastante sensível, uma vez que existe grande competição para construção de projetos de concessão de geração de energia elétrica no Brasil, em função disso, grande parte da atratividade

do investimento encontra-se na qualidade do grau de alavancagem¹⁸ do projeto.

Adicionalmente, podem ocorrer atrasos superiores aos previstos no ingresso do capital de terceiro de longo prazo no empreendimento, obrigando o investidor a estender o volume de capital próprio¹⁹ previsto para o projeto, ou incorrer em empréstimos-ponte²⁰, reduzindo a rentabilidade do empreendimento.

4.4 RISCO AMBIENTAL

Segundo LA ROVERE, 1999, a legislação ambiental é definida como um conjunto de normas jurídicas que reconhece o meio ambiente como o bem jurídico a ser protegido e, ao mesmo tempo, deve proteger a saúde e garantir o bem-estar dos indivíduos. A necessidade de leis e normas mais rígidas surge com o desenvolvimento acelerado das nações e com a conscientização da sociedade para a importância da proteção ambiental para a manutenção do bem-estar social

O risco ambiental tem impacto muito significativo no projeto, podendo gerar grandes perdas. No Brasil e no mundo esse risco tem sido um dos maiores focos de análise de financiadores e agentes privados. Os projetos hídricos têm sido cada vez mais expostos ao risco ambiental, contudo, continuam priorizados pelo fato de serem consideravelmente menos danosos ao meio ambiente em relação aos projetos de geração térmica de combustão fóssil e de usinas radiativas.

¹⁸ **Alavancagem** – É uma palavra genérica para qualquer técnica aplicada para multiplicar a rentabilidade através do endividamento. O potencial incremento de retorno obtido pela alavancagem aumenta o risco do projeto, fazendo valer a regra de quanto maior o risco maior deve ser o retorno esperado do investimento.

¹⁹ **Capital Próprio** – São os recursos originários dos sócios ou acionistas da entidade ou decorrentes de suas operações sociais. Corresponde ao patrimônio líquido.

²⁰ **Empréstimo-Ponte** – Consiste em empréstimo emergencial de curto prazo, que ficará em vigor até que seja liberado empréstimo de prazo mais longo e mais adequado ao financiamento em questão. Quando o empréstimo de longo prazo é liberado, o empréstimo-ponte é necessariamente liquidado.

Apesar da existência de licença prévia ambiental em data anterior ao leilão de concessão de novos projetos, o risco ambiental para o investidor privado persiste durante todo o horizonte do contrato de concessão, uma vez que a licença prévia não garante a licença de instalação nem a obtenção da licença de operação, sujeita a renovação em períodos quadrienais. As licenças ambientais são outorgadas com base no parecer do Instituto do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), pelo Ministério Público, de forma autônoma, pelo procurador responsável.

Os efeitos do risco ambiental são oriundos de aumento de custos através de maiores exigências de compensações ambientais, mas também advêm de necessidade de paralisação das obras ou de operação do projeto, em razão de embargos ambientais ou manifestações de grupos ambientalistas. Problemas socioambientais podem também ocorrer em virtude da deterioração da relação entre autoridades ambientais e participantes do investimento.

Atrasos ou suspensão das licenças de instalação e operação tendem a ter os efeitos mais danosos, pois comprometem o cronograma de implantação ou a entrada em operação da usina.

É importante destacar que os riscos ambientais não são cobertos pelos mecanismos de seguros atuais, salvo raríssimas exceções. Assim, só seria possível mitigar seus efeitos através da criação de provisões extras para cobrir exigências adicionais, criação de cenários de sensibilidade no modelo de negócios em que são levados em consideração atrasos decorrentes dos efeitos da suspensão de licenças.

4.5 RISCO DE CASO FORTUITO E FORÇA MAIOR

Esses riscos estão associados a eventos inesperados que não podem ser controlados ou previstos, sendo oriundos de causas de ações da

natureza (enchentes, terremotos *etc*), do homem (terrorismo, greves, sabotagem), impessoais (crise no sistema financeiro, colapsos na rede de transmissão *etc*).

No mesmo caso, os riscos ambientais não são cobertos por mecanismo de seguro.

4.6 RISCO DE CRÉDITO

O risco de crédito, segundo a definição de Fortuna (2005), representa a possibilidade da perda pelo não pagamento de algum tipo de dívida que qualquer contraparte tenha assumido. Se crédito pode ser definido como a expectativa de recebimento de uma soma em dinheiro em um prazo determinado, então risco de crédito é a chance que essa expectativa não se concretize.

Para GITTMAN, 2001, o risco de crédito é a probabilidade de o devedor não gerar fluxos de caixa suficientes para resgatar suas obrigações junto ao credor, dentro das condições previamente combinadas (prazo, juros, periodicidade dos pagamentos *etc*).

Para mensurar adequadamente o risco de crédito, duas dimensões devem ser observadas. Uma, de ordem quantitativa, relativa ao montante de crédito concedido; outra, qualitativa, que abrange aspectos como a situação econômico-financeira do tomador do crédito, o histórico de inadimplemento, a aplicação dada aos recursos, a moeda, o indexador e o prazo da operação, a atividade econômica predominante e as garantias.

O setor elétrico não é diferente de nenhuma outra atividade econômica nesse aspecto. A comercialização de energia elétrica é como qualquer outra transação comercial, por isso está sujeita a inadimplência do agente pagador.

Nos contratos firmados no ACL, o risco de inadimplência deve ser analisado a partir da capacidade de pagamento de cada agente comprador isoladamente. Nos contratos vendidos no ACR, a situação é bastante diferente, pois os contratos são firmados com todos os distribuidores segundo a proporção direta da participação de cada um na compra no ACR. O risco de crédito (inadimplência), nesse caso, é diluído. Adicionalmente, no ambiente regulado, existe a necessidade de constituição de garantias, além da exigência de plena quitação das obrigações intrassetórias como requisito para aplicação dos repasses tarifários aos consumidores finais, por parte dos distribuidores. Essas exigências diminuem bastante a ocorrência de inadimplência no ambiente regulado.

É importante lembrar que nos grandes projetos, 70% da sua energia é necessariamente vendida no ACR, no mínimo, sendo que essa venda é amparada por contratos de longo prazo (15 e 30 anos), por isso, acredita-se que o risco de crédito (não liquidação financeira da energia vendida) é bastante mitigado.

4.7 RISCO DE DESCASAMENTO FINANCEIRO.

O risco de descasamento financeiro é definido como a possibilidade de descasamento do cenário planejado, utilizado como base para a tomada de decisão, e a realidade dos indicadores macroeconômicos que afetam diretamente o desempenho do empreendimento, tais como os índices de inflação, taxa de câmbio, taxa de juros etc.

Os riscos financeiros de um projeto ocorrem após a estruturação e a captação das fontes de recurso. A observância de descasamentos acentuados entre os indicadores de correção de ativos e passivos do projeto pode trazer impactos significativos à qualidade econômica do

empreendimento, comprometendo, inclusive, a sua capacidade de financiamento²¹.

O cenário de inflação realizada mais elevada do que o cenário projeto resultará em aumento de custos de sua implantação e, nos casos em que a receita possua índices de reajuste distinto, poderá haver um comprometimento significativo da taxa de retorno do empreendimento. Esse mesmo efeito pode ser observado nos casos em que a fonte de financiamento do empreendimento foi obtida externamente e atrelada à variação cambial de alguma moeda, pois os contratos de venda energia, geralmente são atrelados a índices de preços.

Finalmente, os juros do financiamento podem se contratados em bases fixa, variável ou fixa mais variável. Toda vez que os juros estiverem atrelados a um componente variável, existirá risco de descasamento entre o cenário planejado e o realizado, aumentando a percepção de risco do projeto.

Contudo, os riscos podem e devem ser mitigados na fase de estruturação financeira. Os contratos com os fornecedores devem ser atrelados a índices de reajustes de preços idênticos ou correlacionados aos índices integrantes dos contratos de venda energia. Se houver necessidade de obtenção de financiamento externo para finalizar o processo de captação das fontes de recurso do projeto, é possível contratar instrumentos de hedge²² de variação cambial versus índices de preços.

²¹ **Capacidade de Financiamento** – Baseia-se na capacidade de pagamento do fluxo de caixa projetado pelo projeto sobre o fluxo de pagamentos de principal e juros da dívida.

²² **Instrumentos de hedge** – são operações financeiras (derivativos) que visam proteger ativos ou passivos de risco de variação por consequências desses ativos ou passivos estarão atrelados a algum índice de referência.

4.8 RISCO DE MERCADO OU DO NEGÓCIO

No setor elétrico, o risco de mercado está estritamente relacionado à competitividade do agente produtor. A preocupação do investidor deve estar voltada para os custos previstos da implantação, operação e manutenção, mas primordialmente envolvido para resolver a configuração da fonte de recursos. Sua competitividade estará intrinsecamente relacionada à combinação de suas vantagens competitivas nesses três aspectos, pois esses serão os elementos básicos para definição do preço da energia necessária para remunerar o projeto.

Os empreendedores devem estar também bastante preocupados em definir a quantidade de energia que irão ofertar no ACR e no ACL. Essa razão de quantidade de energia vendida em cada um dos mercados será em função do cenário e do comportamento do preço de energia futura que o empreendedor possui no momento do leilão.

A possibilidade de firmar contratos com prazos menores no ACL permite ao empreendedor estar exposto à volatilidade dos preços de energia²³, com riscos e bônus de tal exposição. A venda de grande quantidade de energia no ACR através da assinatura de contratos de longo prazo permite ao dono do empreendimento assegurar níveis mínimos de retorno do empreendimento, por isso é aconselhável garantir a venda da totalidade da energia no ambiente regulado, se o intuito for a mitigação de risco, lembrando que essa estratégia irá, por outro lado, reduzir o retorno esperado, fazendo uma relação direta entre as vertentes risco e retorno, conforme a teoria clássica de finanças.

É importante lembrar que para o investidor que pretende destinar uma parcela significativa de energia para negociação no ACL, que atualmente

²³ **Volatilidade dos preços de Energia** – Está associada ao risco hidrológico, grau de armazenamento dos reservatórios, as condições de afluência dos rios, mas também ao equilíbrio dinâmico de oferta e demanda por energia.

existem grandes projetos estruturantes²⁴ no Brasil, tais como as construções das Usinas de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte. Os projetos estruturantes têm que ser enxergados pelos agentes de mercado como capazes de afetar o equilíbrio de mercado e por consequência alterar as condições de competitividade de todos em um determinado segmento.

4.9 RISCO OPERACIONAL

Segundo Fortuna, 2005, a visão de risco operacional é qualquer possibilidade de perda originada por falhas na estrutura organizacional da instituição, seja em nível de sistemas, procedimentos, recursos humanos, tecnológicos, ou, então, pela perda dos valores éticos e corporativos que unem os diferentes elementos dessa estrutura.

O setor elétrico é bastante maduro, sendo que avanços tecnológicos não costumam afetar significativamente projetos em implantação ou já implantados, até mesmo porque grande parte da energia necessária para viabilizar o empreendimento já está vendida no momento da implantação do empreendimento.

No entanto, nenhum projeto está completamente isento da ocorrência de erros humanos, fadiga de matéria-prima, falha de procedimento e outros aspectos que possuem impactos financeiros relevantes para o projeto. Nesse sentido, é importante a contratação de seguros operacionais com intuito de diminuir tais efeitos, além de ser considerado essencial para o investidor não especialista no setor a contratação de empresas especializadas em operação e manutenção de planta (contratos de O&M).

²⁴ **Projetos estruturantes** – São projetos que pelas dimensões e volumes são capazes de provocar oscilações de comportamento do mercado ou movimentos nos fluxos de investimentos para o setor. Esses projetos podem trazer efeitos nos demais empreendimentos de um setor, pelo fato de seu porte e relevância. A antecipação ou atraso na entrada em operação de um projeto estruturante pode trazer impacto significativo nos preços e serviços vendidos no curto prazo.

O componente gerencial na esfera administrativa também pode trazer riscos e prejudicar os lucros da companhia. Os investidores precisam exigir a adoção de regras claras de governança corporativa, instituindo comitês para analisar assuntos específicos do projeto, profissionalizando os conselhos de administração e fiscal, garantindo a participação nas etapas importantes do processo decisório do projeto, bem como reduzir conflitos entre os próprios patrocinadores.

4.10 RISCO LEGAL, REGULATÓRIO E POLÍTICO

Em um projeto em desenvolvimento que exige muitas interações entre as partes e agentes envolvidos é imperativo a criação de contratos complexos, confiáveis, além de um ambiente legal que torne possível fazer valer os contratos na esfera jurídica.

Portanto, definir a jurisprudência e o foro de discussão de cada um dos contratos é essencial para realmente fazer valer a alocação dos riscos estabelecidos nas relações contratuais.

Adicionalmente, não pode ser esquecido que as empresas do Setor Elétrico atuam basicamente no Brasil sobre o regime de concessão, ou seja, no direito do uso do bem público, o que enseja riscos atribuídos ao poder concedente: risco político e risco regulatório.

Vale lembrar que muitas vezes o sistema legal brasileiro tende a sobrepor o interesse público ao privado (relações contratuais), exigindo maior cautela dos investidores no momento de ingressar num investimento regido pelo regime de concessão. Em nosso país é comum verificar a criação de subsídios ou isenção para determinada categoria de usuários, promoção de programas de redução de consumo de energia sem nenhuma contrapartida do estado para o restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento, configurando um risco regulatório grave.

Na espera política, o risco ao empreendedor está mais relacionado à atuação multifacetada do estado no setor elétrico, pois o poder concedente atua como empresário, concessionário, agente regulador, organizador, fiscalizador, e condutor dos processos de leilão de comercialização de energia. Essa atuação pluralista do governo afeta a percepção de risco do setor elétrico brasileiro, haja vista desperta dúvidas sobre sua isonomia no momento de decidir por formular políticas regulatórias.

Ainda assim, entende-se que o novo marco regulatório brasileiro consolidou favoravelmente o ambiente institucional de funcionamento do setor elétrico, imprimindo segurança ao processo de contratação de energia ao criar a obrigação da contratação de energia no longo prazo, e a divisão do risco hidrológico entre os agentes, reduzindo sensivelmente o risco na venda de energia e permitindo a saudável associação do capital público e privado na implementação de novos projetos.

4.11 RISCO DE SUPRIMENTO

Para as empresas geradoras do regime hídrico, esse risco está associado à geração da energia assegurada, pois a capacidade de geração está vinculada às condições hidrológicas da região de atuação da usina.

No ACR, como as usinas hidrelétricas estão vinculadas, obrigatoriamente, aos contratos da modalidade Quantidade de Energia, sendo o risco de geração é assumido pelo agente gerador. A proteção contra os riscos hidrológicos é proporcionada pelo MRE, que transfere o excedente daqueles que geraram além de suas energias asseguradas para aqueles que geraram abaixo. A transferência de energia entre

usinas é realizada pela adoção da TEO²⁵. Pode ocorrer, porém, que mesmo após a aplicação do mecanismo de realocação a quantidade de energia assegurada não seja atingida, ficando os geradores sujeitos à exposição de preços no mercado de curto prazo, PLD.

O despacho efetivo da geração é determinado pelo ONS tendo em vista a demanda de energia em âmbito nacional e as condições de geração. O ONS tem a responsabilidade de definir o ordenamento de despacho, segundo o critério de menor custo, com atenção à segurança do abastecimento no curto e médio prazo.

Nem sempre a alternativa de menor custo é a alternativa mais segura para o sistema, pois a alternativa mais econômica sempre seria despachar o maior número de energia hidrelétrica em detrimento das térmicas, visando manter o preço da energia em seu limite inferior. Contudo, se o despacho hidroelétrico for demasiado, a fim de comprometer os reservatórios, num período de hidrológica crítica, o sistema ficaria totalmente dependente das fontes térmicas, elevando em muito o custo da energia para o sistema.

O gerador fica exposto ao mercado de curto prazo, PLD, em decorrência de período de hidrologia crítica ou na hipótese em que o consumo ocorre em patamar bastante inferior ao esperado. Nessa situação, uma pequena parcela de usinas é despachada e todo o sistema hídrico, por consequência, produz quantidade de energia inferior à energia assegurada.

A diferença entre essa situação e a situação de não geração por condições hidrológicas críticas é que, na primeira, a tendência natural é PLD baixo em função do excesso de oferta de energia. Na ocasião de

²⁵ **TEO – Tarifa de Energia de Otimização** – É a tarifa destinada à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas participantes do MRE, inclusive o pagamento da compensação pelo uso dos recursos hídricos.

condições hidrológicas críticas, o PLD é muito superior à média histórica em função do provável uso das térmicas.

O mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico do MRE mitiga consideravelmente o risco, contudo não o elimina, sendo esse ponto suficiente para o investidor quando da análise de um investimento no setor, pois o risco hidrológico não é passivo de gestão pelo gerador.

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1 ASPECTOS METODOLÓGICOS

É notório que o desenvolvimento econômico de uma economia está intimamente relacionado ao desenvolvimento de seu mercado financeiro e de capitais, ou seja, o desenvolvimento de enriquecimento de uma economia está, em sua grande maioria das vezes, relacionada à ampliação da sua estrutura de intermediação financeira, está intrinsecamente relacionada ao aumento da eficiência alocativa do capital e poupança.

Essa relação é tão evidente que as teorias de finanças sempre vinculam o mundo real e o mundo financeiro. Isso é fácil de ser percebido quando se observa que as teorias mais aceitas no mundo acadêmico em termos de precificação de ativos utilizam o mercado financeiro como parâmetro para determinar o custo de capital de empresas.

Em termos práticos, ao se avaliar um projeto de investimento, normalmente os tomadores de decisão comparam a expectativa de retorno de um projeto com o retorno que o investidor poderia obter com investimento equivalente no mercado de capitais.

Assim, a maneira considerada, nesta dissertação, menos tendenciosa e mais prática para avaliar o risco e retorno do setor de energia elétrica foi a comparação entre o comportamento dos principais índices de mercado de capitais com o índice setorial e um carteira formada apenas por ações do segmento de geração.

Essa metodologia foi utilizada também por ser intuitivamente compreensível que ações de empresas que atuam em uma atividade

econômica tendam a apresentar comportamentos parecidos no mercado de ações, pois empresas de um mesmo setor são geralmente influenciadas pelos mesmos fatores do ambiente competitivo e regidos pela mesma legislação. A existência de fundos de mercado que concentram seus investimentos em setores específicos é a evidência empírica de que as ações de um mesmo segmento tendem a oscilar de forma parecida.

Abaixo, apresentam-se os principais passos de análise realizados:

- A. Cálculo do retorno no período, utilizando a função logaritmo;
- B. Análise do padrão de volatilidade dos índices de ações do mercado brasileiro e sua comparação com os índices setoriais;
- C. Comparação dos índices IEE e IGERE em relação ao mercado e as possíveis posições de risco: $Beta = 1$, quando o ativo replica o mercado; $Beta > 1$, para os ativos mais agressivos, e $Beta < 1$, para as situações mais conservadoras;
- D. Aplicação das medidas de avaliação no contexto de retorno e risco: Índice *Sharpe* e o Índice *Treynor*;

Cálculo do Retorno no período - O indicador de performance mais simples e talvez o mais utilizado na prática para se avaliar desempenho é o cálculo da taxa de retorno realizada.

A taxa de retorno é definida criando-se uma relação entre o valor final sobre o valor inicial de uma série histórica.

$$Rp = \text{LN} \frac{Qt}{Q(t-1)}$$

Onde,

LN = Logaritmo Natural

Qt = Valor do Ativo na data t

Q(t-1) = Valor do Ativo na data anterior

A média geométrica é a fórmula de cálculo mais adequada para a avaliação de retornos financeiros, utilizando como base a forma logarítmica, sendo essa a metodologia utilizada nesse trabalho.

No caso da mensuração do risco, sabe-se que o investimento em qualquer instrumento financeiro impõe certo grau de risco associado à volatilidade dos preços dos ativos. Teoricamente, a volatilidade de um ativo representa as alterações ocorridas nos seus preços em virtude de diversos fatores relacionados ao desempenho do ativo e da conjuntura econômica. Por isso, é fácil identificar dois tipos bem claros de risco que impactam o preço e o comportamento dos ativos em mercado organizado: risco sistemático e risco não sistemático.

Risco Sistemático: Está relacionado às variações transmitidas por fatores conjunturais, econômicos, seus efeitos possuem amplitude igual à do mercado como um todo, é também chamado de risco de mercado. Também pode ser encontrado com risco não diversificável. Taxas de juros, inflação, câmbio, aspectos jurídicos/institucional, preço do petróleo, recessão e taxas de crescimento mundiais são fontes de risco sistemático.

O risco sistemático é fator determinante do retorno esperado de um ativo. O coeficiente beta indica o risco sistemático de um ativo. O beta afere a resposta de variação percentual de preços de um ativo em função da variação percentual de um índice ou de uma carteira de referência. O coeficiente Beta é medido pela inclinação da linha característica do título, que é determinada pela reta da regressão entre os retornos históricos do título diante dos retornos históricos do mercado (da carteira diversificada). Um título com um Beta elevado (>1) é mais volátil de que um título de risco médio, enquanto que um título com Beta <1 é menos volátil do que a média. Um título de risco igual ao do mercado tem um Beta = 1 por definição. O Beta de uma carteira é a média ponderada dos Betas dos títulos que constituem essa carteira.

$$\beta = \frac{\text{Cov}(R_p, R_b)}{\text{Var}(R_b)}$$

Onde,

Covar (Rp,Rb) = Covariância entre o ativo em análise e o mercado (*benchmark*)

Var (Rb) = Variância de Mercado (*benchmark*)

Sendo o *Benchmark*, parâmetro de retorno de mercado, utilizado nesse estudo foi o IBOVESPA.

Risco Não Sistemático: Está associado à atividade da empresa, às características de seu mercado e às condições de financiamento de suas atividades. Como esses riscos são específicos a empresas ou ativos individuais, são às vezes chamados de risco diversificável. As principais fontes de risco não sistemático são relacionadas à estrutura organizacional, administrativa, que pode ser afetada pela concorrência

externa, ao surgimento de produtos substitutos, aos custos e à oferta de insumos, à regulamentação ambiental, à mudança na tributação e às alterações societárias e de gestão.

Com o intuito de avaliar de forma integrada e sistematizada o binômio Risco e Retorno, a moderna teoria de finanças tem evoluído bastante e este estudo baseou-se na utilização de dois outros estudos com o intuito de auferir a melhor relação risco x retorno, são eles: (a) Índice de Sharpe, e (b) Índice de *Treynor*.

O **índice de Sharpe**, desenvolvido em 1966 por Willian Sharpe, é um indicador de desempenho que ajusta o retorno ao risco. O Índice Sharpe é definido por:

$$IS = \frac{Rp - Rb}{\alpha}$$

Onde,

Rp = Taxa de Retorno do Portfólio

Rb = Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco (*Benchmark*)

α = Desvio Padrão da taxa de retorno do Portfólio

Sendo assim, o índice apresenta o prêmio que o ativo paga para cada valor percentual de risco assumido. Quanto maior o valor do Índice Sharpe, maior será o prêmio por unidade de risco assumido, portanto melhor será o desempenho do ativo, relacionando os pontos de risco e retorno.

Para esse estudo, o Ibovespa foi utilizado como referencial para o ativo livre de risco; dessa forma é possível mostrar o resultado da arbitragem

entre uma posição vendida no índice de mercado e uma posição comprada da carteira analisada.

O **Índice de Treynor**, assim como Índice Sharpe, mede o excesso de retorno em relação ao risco. Contudo, *Treynor* utiliza o risco sistemático, representado pelo beta, ao invés do risco total, como o Índice Sharpe. Portanto, O Índice de *Treynor* representa o prêmio de retorno ganho por unidade de risco sistemático assumido. O índice é definido da seguinte forma:

$$IT = \frac{R_p - R_b}{\beta}$$

Onde,

R_p = Taxa de Retorno do Portfólio

R_b = Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco (*Benchmark*)

β = Beta do Portfólio

5.2 BASE DE DADOS

Como índices representativos do mercado de capitais brasileiro foram escolhidos o Ibovespa e o IBrX e para os índices setoriais escolhemos o IEE e IGERE. A característica de descrição de cada índice pode ser observada abaixo:

Índice Bovespa (Ibovespa): A finalidade básica do Ibovespa é a de servir como indicador médio do comportamento do mercado. O Ibovespa é o mais importante indicador do desempenho médio das cotações das ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo. É formado pelas ações com maior volume negociado nos últimos meses. O valor atual representa a quantia, em moeda corrente, de uma carteira teórica de

ações, constituída em 2 de janeiro de 1968, a partir de uma aplicação hipotética. Atribuiu-se o valor-base de 100 a um lote-padrão cuja carteira se avoluma sem receber mais nenhum aporte, com o acréscimo exclusivo de proventos gerados pelas ações que compõem o lote-padrão, tais como reinversão de dividendos, exercício de direitos e recebimento de bonificações.

A participação de uma ação na carteira teórica do índice tem relação direta com a representatividade desse título no mercado à vista em termos de número de negócios e volume financeiro. Essa representatividade é obtida pelo índice de negociabilidade da ação, que leva em consideração os seguintes itens:

- Número de negócios com a ação no mercado à vista
- Número total de negócios no mercado à vista da BOVESPA
- Volume financeiro gerado pelos negócios com a ação no mercado à vista
- Volume financeiro total do mercado à vista da BOVESPA

Assim, para uma ação compor a carteira teórica do Ibovespa é imprescindível atender, cumulativamente, os seguintes critérios nos doze meses anteriores à formação da carteira:

- Estar incluída em uma relação de ações cujos índices de negociabilidade somados representem 80% do valor acumulado de todos os índices individuais;
- Apresentar participação, em termos de volume, superior a 0,1% do total;
- Ter sido negociada em mais de 80% do total de pregões do período.

Adicionalmente, as empresas emissoras das ações integrantes da carteira teórica do Índice Bovespa devem representar, em média, aproximadamente 70% do somatório da capitalização bursátil de todas as empresas com ações negociáveis na Bovespa.

Para que o índice mantenha sua representatividade ao longo do tempo, a composição da carteira teórica é reavaliada a cada quatro meses. Essa reavaliação é feita com base nos últimos 12 meses, e são verificadas alterações na participação de cada ação.

Índice de Energia Elétrica (IEE) – A finalidade básica do IEE é medir o desempenho das ações do setor de energia elétrica. Desta maneira, esse índice funciona como um instrumento que permite a avaliação do desempenho das ações do setor elétrico. O IEE foi o primeiro índice setorial da Bovespa. O IEE teve início em agosto de 1996.

A BOVESPA calcula o IEE em tempo real, considerando os preços dos últimos negócios efetuados no mercado à vista com ações componentes de sua carteira. Os índices somente iniciam sua difusão para o mercado quando ações que representem no mínimo 60% do peso total da carteira tiverem sido negociadas.

O IEE é composto pelas ações das empresas mais representativas do setor de energia elétrica listadas na BOVESPA, que têm igual peso na carteira teórica do índice. Essas ações devem atender aos critérios de inclusão descritos abaixo:

- Participação em termos de volume financeiro igual a no mínimo 0,01% do volume do mercado à vista da BOVESPA nos últimos doze meses;
- Ter sido negociada em no mínimo 80% do total de pregões do período;

- Ter apresentado no mínimo 2 negócios/dia em pelo menos 80% dos pregões em que foi negociada.

Uma empresa participa da carteira somente com seu ativo mais líquido (ação), aquele que apresentar o maior índice de negociabilidade no período.

As carteiras teóricas do índice têm vigência de quatro meses, vigorando para os períodos de janeiro a abril, maio a agosto e setembro a dezembro. Ao final de cada quadrimestre, as carteiras são recalculadas, utilizando-se os procedimentos e critérios desta metodologia.

Uma ação será excluída da carteira, nas reavaliações periódicas, quando apresentar menos de 70% de presença nos pregões do período-base para a reavaliação ou se deixar de atender a um dos outros critérios de inclusão.

Se durante a vigência da carteira a empresa emissora alterar sua área de atuação principal (mudando de setor) ou entrar em regime de recuperação judicial, processo falimentar ou situação especial, as ações de sua emissão serão excluídas da carteira do índice. No caso de oferta pública que resultar em retirada de circulação de parcela significativa de ações, seus papéis também serão excluídos. Nessas eventualidades, serão efetuados os ajustes necessários para que o índice não tenha quebra de continuidade.

Figura V – Composição do Índice - IEF



Índice Brasil (IBrX) A finalidade básica do IBrX é avaliar o retorno de uma carteira teórica composta pelas 100 ações mais negociadas da BM&FBOVESPA, tanto em negócios como em volume financeiro. A base do IBrX foi fixada em 1.000 pontos para a data de 28 de dezembro de 1995, e sua divulgação teve início em 2 de janeiro de 1997.

O peso que cada ação exerce sobre a composição do índice é ponderado por seu respectivo valor de mercado. As ações selecionadas para compor este índice apresentam ampla representatividade na economia e, portanto, representam uma boa diversificação de risco. A instituição responsável pelo cálculo, manutenção e divulgação deste índice é a BM&FBOVESPA.

O índice IBrX será composto por 100 papéis escolhidos em uma relação de ações classificadas em ordem decrescente por liquidez, de acordo com seu índice de negociabilidade nos últimos doze meses, observados os demais critérios de inclusão descritos abaixo:

- Estar entre as 100 melhores classificadas quanto ao seu índice de negociabilidade, apurados nos doze meses anteriores à reavaliação;
- Terem sido negociadas em pelo menos 70% dos pregões ocorridos nos doze meses anteriores à formação da carteira.

O IBrX medirá o retorno de uma carteira teórica composta pelos papéis que atenderem a todos os critérios discriminados anteriormente.

As companhias que estiverem sob regime de recuperação judicial, processo falimentar, situação especial ou, ainda, sujeitas a prolongado período de suspensão de negociação não integrarão o IBrX.

A carteira teórica do índice terá a vigência de quatro meses, vigorando para os períodos de janeiro a abril, maio a agosto e setembro a dezembro. Ao final de cada quadrimestre a carteira será reavaliada, utilizando-se os procedimentos e critérios integrantes desta metodologia.

Índice de Empresas Geradoras de Energia Elétrica (IGERE) – A finalidade básica do IBrX é avaliar o retorno de uma carteira teórica composta pelas ações de empresas negociadas na BM&FBOVESPA, que têm sua fonte de receitas majoritariamente, acima de 90%, relacionadas a contratos de venda de energia. O IGERE foi criado exclusivamente para esse estudo, não se constituindo em índice de mercado, cujas cotações são divulgadas publicamente.

O peso que cada ação exerce sobre a composição do índice é ponderado por seu respectivo valor de mercado.

O índice é composto pelas seguintes ações: GETI4 (Geração Tiete), CESP3 (Cesp) e TBLE3 (Tractebel). Essas ações são as mais líquidas

de cada uma das empresas que atendem ao critério de ter sua fonte de receitas relacionadas majoritariamente à geração de energia elétrica.

Figura VI – Composição do Índice - IGERE

Ativo	Peso (%)	Preço	Valor
CESP3 BZ Equity	24.5978	30.96	23.627
GETI4 BZ Equity	21.5098	27.03	20.661
TBLE3 BZ Equity	53.8924	37.1	51.766
<Digite o ticker>	0	N.A.	N.A.

94) GP 95) GIP 96) MRR 97) MOV 98) QR 99) NPH
 Australia 61 2 9777 8600 Brazil 5511 3048 4500 Europe 44 20 7330 7500 Germany 49 69 9204 1210 Hong Kong 852 2977 6000
 Japan 81 3 3201 2900 Singapore 65 6212 1000 U.S. 1 212 319 2000 Copyright 2012 Bloomberg Finance L.P.
 SN 263502 EDT GMT-4:00 H270-882-1 14-Jun-2012 15:19:01

O período de análise foi o imediatamente posterior à entrada em vigor do novo modelo regulatório do setor elétrico, agosto de 2004, até o mês de junho de 2012.

5.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Segundo as características de cada índice, foram realizadas análises de risco e retorno das diferentes classes de ativos.

O gráfico abaixo apresenta o comportamento diário dos índices IBOVESPA, IBX, IEE e IGERE.

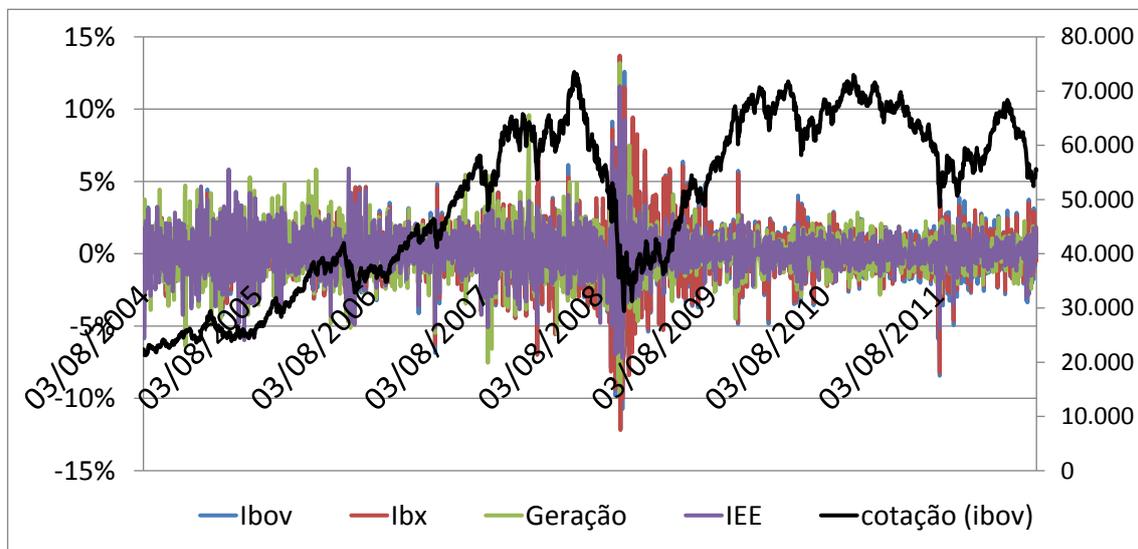
Gráfico I – Desempenho dos Índices



Percebe-se que existe uma relação direta entre os quatro índices de preços estudados. O fato é evidenciado em praticamente todo o período do estudo. Os momentos de alta de preço são compartilhados por todos os índices e momentos de queda também são generalizados para todos os índices, apenas nos últimos meses da série é que se observa um descolamento de comportamento dos índices (IEE e IGERE) versus (IBOV E IBX).

O gráfico abaixo foi elaborado com o intuito de mostrar as séries diárias de retorno financeiro em comparação com a cotação do principal índice do mercado financeiro brasileiro, o IBOVESPA.

Gráfico II – Séries diárias de retorno financeiro comparando Índices
(volatilidade)



É possível observar que os retornos financeiros apresentam maior amplitude de volatilidade em momento de queda na cotação do IBOVESPA, sendo que esse comportamento se refletiu em todos os índices analisados, conforme pode ser observado no primeiro gráfico. O período representado pela forte queda de preços do IBOVESPA e incremento da volatilidade ocorreu durante a crise financeira de 2008, quando os agentes de mercado perderam a confiança nas instituições financeiras de todo mundo, mas, especialmente, as americanas.

Entretanto, destaca-se a existência de diferentes magnitudes das variâncias (volatilidade) de cada um dos índices. A partir do início da crise em 2008, observa-se que os índices setoriais do setor elétrico estudados (IEE e IGERE) passam a apresentar movimentos de volatilidade menos intensos que os índices (IBOV e IBX), apesar de serem índices mais concentrados, ou seja, menos diversificados, especialmente o IGERE.

Pela teoria da diversificação, os índices IBOV e IBX deveriam apresentar menos volatilidade do que os outros dois índices estudados, pois são menos concentrados e mais diversificados setorialmente, o que deveria repercutir em menor volatilidade devido aos efeitos positivos da correlação entre os ativos.

Esse efeito é perfeitamente observável no período pré-crise de 2008, quando se observa que a volatilidade dos índices IEE e IGERE é superior a dos índices mais diversificados, menos concentrados (IBOV e IBX). Contudo, a partir de 2008, quando o mundo financeiro passou a atravessar uma das piores crises financeiras de sua história, o comportamento dos retornos se altera sensivelmente indicando que o setor de energia deve apresentar um caráter mais conservador (menor risco), especialmente, em momentos de intensa crise, mesmo ao se comparar com um índice menos concentrado.

A tabela abaixo apresenta a correlação simples entre os índices, isto é, mostra o grau de relacionamento entre eles.

Tabela VII – Correlação dos Índices (Ibovespa, IBX, IGERE, IEE)

Índices	IBOVESPA	IBX	IGERE	IEE
IBOVESPA	1,00			
IBX	0,99	1,00		
IGERE	0,54	0,52	1,00	
IEE	0,79	0,74	0,72	1,00

Os dados evidenciam que os índices se relacionam diretamente, quer dizer, todos os índices demonstram comportamentos semelhantes para ganhos e perdas quando a situação econômica é favorável ou desfavorável. Contudo, os índices IGERE e IEE apresentam índices menores de correlação com o IBOVESPA, indicando que a sua inclusão

na carteira de um investidor é possível reduzir sensivelmente o risco de um portfólio de investimentos.

Na tabela abaixo são apresentados os resultados de retorno, volatilidade, Beta, Índice Sarpe e Índice de Treynor.

Tabela VIII- Resultado de Retornos dos Índices (Ibovespa, IBX, IGERE, IEE)

Indicadores	CDI	Ibov	Ibx	Geração	IEE
Retorno Total	153,83%	173,97%	235,24%	291,61%	452,75%
Retorno Anual	12,81%	13,93%	16,95%	19,33%	24,77%
Risco Anual (Volatilidade)	0,18%	30,05%	29,03%	26,44%	23,00%
Beta	-	1,00	0,95	0,47	0,60
Sharpe s/ CDI	-	0,04	0,14	0,25	0,52
Sharpe s/ Ibov			0,10	0,20	0,47
Índice de Treynor			0,03	0,11	0,18

Em termos comparativos, nota-se que o índice setorial do setor elétrico (IEE) apresentou o melhor desempenho e a menor volatilidade no período. O índice composto apenas por empresas do segmento de geração (IGERE) apresentou o segundo melhor desempenho.

Ao analisarmos a sensibilidade do retorno de cada índice a carteira de mercado (IBOVESPA), auferida através do coeficiente beta, é possível observar que o caráter mais conservador é o do índice composto apenas por empresas de geração (IGERE). Dessa forma, podemos definir, de maneira geral, que num movimento de alta de mercado as variações desse índice devam se manter abaixo do mercado, enquanto que as variações negativas sejam inferiores ao do mercado no momento de baixa, traduzindo seu caráter mais conservador.

O Índice Sharpe indica se o retorno ajustado ao risco total de um investimento compensa em comparação a um investimento na taxa livre de risco ou um *benchmark*, ou seja, é indicado quando se quer

selecionar um único ativo com investimento sem nenhuma avaliação de associação de uma outra oportunidade com o objetivo de diversificação. Nesse caso, o IEE apresentou o melhor resultado, pois quanto maior o IS, mais eficiente foi o desempenho do ativo. Portanto, o IEE foi o índice, nessa amostra, mais bem sucedido no intuito de buscar retorno, além de trazer menores riscos. O IGERE apresentou o segundo melhor desempenho.

O *Índice de Treynor* mostra o retorno adicional de um ativo a uma carteira de mercado (IBOVESPA) ao considerar no seu denominador o risco sistemático, acusa o ativo que superou o retorno de mercado por unidade de risco de mercado. Não surpreende o segmento de energia ter apresentado o mesmo resultado do índice Sharpe, significando tanto o IEE quanto o IGERE remuneraram o investidor de forma superior para cada unidade de risco sistêmico no período analisado.

6. CONCLUSÃO

Em 2004, o governo brasileiro promulgou as Leis 10.847 e 10.848, estabelecendo o novo marco regulatório do setor elétrico no Brasil. Essa legislação trouxe novas regras para a concessão de novos aproveitamentos hidrelétricos e para a comercialização de energia elétrica, restringindo a verticalização das empresas do setor e contribuindo para a criação de um ambiente competitivo no segmento de geração de energia elétrica, com o objetivo claro de melhorar a qualidade dos investimentos no setor, visando, por conseguinte, atrair o investidor privado para os novos projetos.

Em 2009, o Conselho Monetário Nacional editou a Resolução 3.792, flexibilizando as regras de investimento de recursos administrados por fundos de pensão, principais investidores privados do Brasil. Essas regras permitiram maior diversificação e maior assunção de riscos por parte dos gestores dos fundos a fim de garantir do cumprimento das responsabilidades atuariais diante da nova dinâmica do cenário macroeconômico brasileiro.

Nesse contexto, lançou-se a proposta dessa dissertação de: (i) relacionar as principais implicações da nova regulação do setor elétrico na tomada de decisão dos gestores de fundos de pensão no momento de se analisar a participação em um empreendimento de geração de energia hidroelétrica e (ii) mensurar a atratividade do setor para compor o portfólio de investimento de uma entidade de previdência complementar considerando seu retorno e suas características de volatilidade, correlação e prêmio pelo risco em comparação a ativos de renda variável precificados no mercado secundário (líquidos) no período posterior ao da vigência da nova regulação do setor.

Com foco na proposta dessa dissertação, algumas de suas contribuições estão elencadas a seguir:

- O cenário de perspectiva de queda de juros básicos da economia, reflexo da estabilidade macroeconômica obtida pelo Brasil, sugere alteração no perfil das carteiras de investimento das entidades de previdência complementar que atualmente possui grande concentração em ativos de renda fixa, para investimentos de longa maturação que possibilitem retorno sensivelmente superior ao oferecido pelos títulos públicos.
- As restrições à verticalização de empresas do setor elétrico contribuem para a criação de ambiente competitivo, pois permitem a maior participação de investidores financeiros nos leilões, contribuindo para o atingimento dos principais objetivos do regulador que é o de aumentar a participação do capital privado, favorecer a modicidade tarifária e ampliar a competição nos leilões.
- O atual modelo de planejamento de expansão de oferta de energia no Brasil, com a instituição dos leilões de comercialização de energia antes da realização da demanda, transmite segurança ao empreendedor e aos credores. A prévia fixação de preço e prazo (30 anos) para a energia nos novos empreendimentos hídricos mitiga o risco daquele investidor que decide pela comercialização da energia no ACR.
- O fato de ter sido criado o mecanismo de leilão na compra da energia no mercado regulado (ACR), além de garantir o preço de energia pelo período da concessão, permite a pulverização da venda da energia entre as distribuidoras, reduzindo assim o risco de inadimplemento que se expõe ao gerador.
- O novo modelo regulatório também foi bastante eficiente na criação das condições da atração do capital privado pelo fato de permitir a venda de parte da energia de uma concessão no

mercado livre (ACL), uma vez que permite ao investidor a gestão do risco do negócio, pela definição do montante de energia destinado a cada mercado. Ao contrário do ambiente regulado, que permite renda com baixa flutuação por um prazo de 30 anos, a comercialização no ACL permite venda de energia em prazos menores, mais próximos da data da realização da demanda, criando um descolamento da tendência do preço da energia de longo e médio prazo, que tem demonstrado uma trajetória descendente, reflexo do sucesso do novo marco regulatório, no que tange à modicidade tarifária. Dessa forma, o empreendedor pode ajustar relação risco x retorno, vendendo um percentual de energia no ACR que garanta um percentual mínimo de retorno sobre o capital investido, e pode, ainda, deixar para alavancar seu potencial de retorno na energia descontratada destinado ao mercado livre.

- No momento de decidir sobre a entrada em investimento de geração hídrica no Brasil, o investidor deve considerar a assunção de um *spread* de risco hidrológico em seu modelo, pois os contratos de venda no ACR são firmados na modalidade quantidade e energia, assim, o gerador não possui nenhum poder de gestão sobre esse vetor de risco.
- Apesar do risco regulatório, inerente aos investimentos que exigem outorga de concessão ou autorização por parte do ente público, estar fortemente vinculado ao risco sistemático, nossos estudos demonstraram que no período analisado os índices setoriais apresentaram retorno superior à média de mercado, auferidos pelos índices de mercado: IBrX e IBOVESPA, que são utilizados como parâmetros para aferição do risco sistemático.
- A abordagem comparativa dos índices também mostrou que o segmento de energia elétrica é capaz de apresentar níveis de risco inferiores à média de mercado, e que no momento de severidade

de crises econômicas (exemplo da crise de 2008), o desempenho dos ativos do setor é bastante conservador (menor risco), contribuindo para a preservação do capital.

- O investimento do investidor institucional no segmento de geração permite a diminuição do risco de descasamento financeiro entre os ativos e passivos, pois o reajuste de preços na geração é atrelado, exclusivamente, a índices de inflação idênticos ou correlacionados aos índices de correção estabelecidos nos planos atuariais de cada fundação.
- Na fase pré-operacional ou pré-leilão do empreendimento, existem riscos adicionais ao próprio risco do negócio de geração de energia, dentre os quais destacamos: Risco de Construção, Risco Ambiental, Risco de Financiabilidade e Risco de Integração. Nessa fase, é importante que o investidor não especialista no setor se associe com o empreendedor do segmento para a avaliação de tais riscos antes da decisão pela participação no leilão, pois são riscos de difícil mensuração e de grande impacto financeiro para o empreendimento.

Assim, com base na análise qualitativa realizada nesse estudo e na verificação quantitativa apresentada nessa dissertação conclui-se que o ambiente regulatório do setor elétrico mostra-se propício para atrair os investimentos dos investidores institucionais (fundos de pensão), pois através de planejamento diretivo e regulação transparente tem permitido isonomia competitiva para todos os agentes do setor (investidores financeiros e do setor), garantindo atingimento dos objetivos estratégicos do governo e rentabilidade adequada aos investidores privados a um nível adequado de riscos, podendo inclusive gerar benefícios adicionais ao investidor institucional, uma vez que o estudo mostrou baixa correlação do retorno dos índices do

setor com o índice de mercado, trazendo assim ganho na redução do risco do portfólio.

7. REFERÊNCIA

ASSAF NETO, Alexandre. Finanças Corporativas e Valor. 3a Ed., São Paulo:

ASSAF NETO, Alexandre. Mercado Financeiro. 7a Ed., São Paulo: Atlas, 2006.

BRASIL. Lei no 10.848, de 15 de março de 2004 - Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, 16 mar. 2004.

BRASIL. Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, 30 jul. 2004.

BORGES, L & Faria, BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 29, p 3-36. Marco de 2009

CMN. Resolução n 3792, 2009

CASTRO, Nivalde J. A Caminho da Consolidação do Modelo do Setor Elétrico. Revista Energia & Mercado. Ano 4, n 49, p. 34. Setembro de 2005

CASTRO, Nivalde J.; GOMES, Victor José Ferreira. Análise dos aspectos econômicos e constitucionais da legislação relacionada à atuação do Grupo Eletrobrás. Jus Navigandi, Teresina, ano 12, n. 1833. 9 de julho de 2008.

DAMODARAN, Aswath. Avaliação de Investimentos: Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark: 1997.

MILARÉ, Edis. Direito do Ambiente. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2001.

LACERDA, Guilherme. "PPP e fundos de pensão: vamos ao debate!" O Estado de São Paulo, São Paulo, 29 de setembro de 2004.

LUSTOSA, E. Kopschitz, E. & Morandi, A – O papel dos Fundos de Pensão no Desenvolvimento, Alternativas para Fomentar o Investimentos em Projetos, dezembro, 2002.

LUSTOSA, E. GASPARINI, Luis Cláudio. Financiamento de Projetos de Infra-Estrutura pelos Fundos de Pensão: desenhando um instrumento de baixo risco de crédito e ALM-eficiente. Abril de 2004.

PIRES, J. C. L., Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico. RJ:

BNDES, Texto para Discussão, n. 76, mar. 2000.

ROSS, S. Westerfield, R. Administração Financeira – Corporate Finance, Parte III – Risco, Ed. Atlas, 1995

SANTOS, A. S., Perspectivas de Financiamento de Projetos Hidrelétricos em um Ambiente de Mercado. RJ: Tese (Mestrado em Economia), COPPE/PPE/UFRJ, 1998.

SECURATO, José Roberto. “Decisões Financeiras em Condições de Risco”. São Paulo : Atlas. 1996.

SHARPE, Willian Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Condition of Risk. Journal of Finance. Setembro de 1964.

UNIBANCO. STERN STEWART & CO. Curto-circuito na geração de Valor: EVA® das geradoras de energia. 2001. (Relatório de Pesquisa). <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/investimento.htm>.

VEIGA, A. Medidas de Risco de Equilibrio em Fundos de Pensão. In gestão de riscos. FCE, 2003

VARGA, Gyorgy e Marcos Valli. Análise de Estilo Baseada no Retorno – Revista ANBID, Dezembro de 1998