

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO**  
**PUC-SP**

**JOSÉ ANTONIO CASEIRO VICENTE**

**RISCO REGULATÓRIO NO PROCESSO DE GESTÃO DE RISCOS  
CORPORATIVOS: UM ESTUDO NO SETOR DE ENERGIA  
ELÉTRICA APÓS A IMPLANTAÇÃO DA MEDIDA PROVISÓRIA  
Nº. 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012**

**MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS E ATUARIAIS**

**SÃO PAULO**  
**2014**

**JOSÉ ANTONIO CASEIRO VICENTE**

**RISCO REGULATÓRIO NO PROCESSO DE GESTÃO DE RISCOS  
CORPORATIVOS: UM ESTUDO NO SETOR DE ENERGIA  
ELÉTRICA APÓS A IMPLANTAÇÃO DA MEDIDA PROVISÓRIA  
Nº. 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012**

**MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS E ATUARIAIS**

Dissertação apresentada à Banca Examinadora da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, como exigência parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciências Contábeis, sob a orientação da Profa. Dra. Neusa Maria Bastos Fernandes dos Santos.

**PUC  
São Paulo  
2014**

**BANCA EXAMINADORA:**

---

---

---

À minha esposa Regina, suporte nas minhas conquistas e refúgio nos momentos difíceis.

Às minhas filhas Carolina e Renata, fontes inesgotáveis de energia e de amor, que revelam a cada dia o verdadeiro significado da vida.

## **AGRADECIMENTOS**

A realização desta dissertação só foi possível graças ao incentivo e colaboração, tanto direta quanto indiretamente, de muitas pessoas, para as quais manifesto a minha gratidão. De forma particular agradeço:

À minha orientadora, Profa. Dra. Neusa Maria Bastos Fernandes dos Santos, pelo privilégio de poder receber seus ensinamentos e orientações nas salas de aula, bem como, no desenvolvimento deste trabalho e pesquisa, no longo processo de orientação. Sou grato por sua valiosa contribuição a esta dissertação.

Aos Profs. Drs. Napoleão Verardi Galegale, Joshua Onome Imoniana e Haroldo Clemente Giacometti, pelas importantes contribuições para esta dissertação, trazidas durante a banca do exame de qualificação e de defesa.

Aos meus pais Waldyr e Zoila, pela dedicação e ensino, por serem exemplos de amor e dedicação, sempre amparando, aconselhando e dando toda força necessária para eu continuar a perseguir os meus sonhos.

À minha esposa Regina, por ser companheira, parceira e amiga de todas as horas.

Às minhas filhas Carolina e Renata, por me incentivarem e compreenderem as minhas falhas e ausências neste período de produção acadêmica.

Aos meus sogros Aparecido e Terezinha, pelos ensinamentos e dedicação na formação de uma família, além de serem um exemplo magnífico de seres humanos, nos quais muito tento me espelhar.

Aos Profs. Drs. Fábio Frezatti, José Roberto Securato e Fábio Claro Coimbra, por me incentivarem a voltar a estudar e frequentar este Programa de Mestrado.

À equipe da Deloitte – Consultoria de Business Risk, que cedeu, gentilmente, materiais e informações para elaboração desta pesquisa.

Aos parceiros de trabalho no Grupo ISA/CTEEP, Dirceu Bueno de Camargo, Viviane Espinelli, Thiago Lopes da Silva e à minha equipe de trabalho, pelas trocas de ideias, estímulo no processo do desenvolvimento da pesquisa e amizade.

O saber a gente aprende com os mestres e os livros.  
A sabedoria se aprende é com a vida e com os humildes.

Cora Coralina

## RESUMO

Após a intervenção do governo federal, com o anúncio da Medida Provisória nº. 579, de 11 de setembro de 2012, convertida em Lei nº. 12.783, em 11 de janeiro de 2013, houve alteração na regra de renovação das concessões com vencimento no período de 2015 a 2017 e a percepção do aumento e da importância de risco regulatório. Esta dissertação teve como principal objetivo analisar como as empresas do segmento elétrico brasileiro estão tratando o risco regulatório no âmbito da governança corporativa. Para isto, foi desenvolvida uma pesquisa qualitativa, que se iniciou com uma amostra de sessenta e seis (66) empresas. Na sequência fez-se uma seleção criteriosa, com base nos mais altos índices de comprometimento de governança corporativa e sustentabilidade junto à Bolsa de Valores de São Paulo, da qual resultaram nove (09) companhias para o desenvolvimento do estudo, sendo que estas empresas possuem representatividade e participam do Índice de Energia Elétrica da BOVESPA. Os dados primários foram obtidos por meio de entrevistas junto a oito (08) gestores de riscos e da comparação das informações reportadas com os dados secundários obtidos nos relatórios divulgados e publicados junto ao mercado de capitais, foi possível identificar e analisar como o risco regulatório está sendo administrado em seu processo de gestão de riscos. Como a contribuição desta dissertação foi gerar uma ampla visão e reflexão da realidade brasileira na evolução da forma e estrutura que é gerenciado o risco regulatório no processo de governança corporativa, sugere-se a necessidade de se reforçar o processo de conhecimento do *risk governance* e o tratamento dos riscos por segmentação produtiva do setor elétrico brasileiro. Conclui-se que não existe um modelo fechado e definitivo; propõe-se a realização de uma revisão dos processos de gerenciamento de riscos, para identificar e quantificar os níveis aceitáveis e a vulnerabilidades dos riscos aliados aos objetivos estratégicos, com apresentação de questões para estudos futuros voltados aos riscos regulatórios e ao processo contínuo da inteligência de riscos.

**Palavras-chave:** Governança Corporativa, Risco, Gestão de Riscos, Risco Regulatório, Setor Elétrico, Medida Provisória nº. 579.

## ABSTRACT

After the intervention of the federal government, with the announcement of the Provisional Act no. 579 of September 11, 2012, converted into Law no. 12.783, on January 11, 2013, there was a change in the rule for renewal of concessions to be expired between 2015 and 2017, and the perception of the increase and the importance of regulatory risk. This dissertation aimed to examine how the companies operating in the Brazilian electricity sector are addressing regulatory risk in the context of corporate governance. In order to achieve this, a qualitative research, including an initial sample of sixty-six (66) companies, was developed. Based on the highest levels of commitment to corporate governance and sustainability according to the São Paulo Stock Exchange, a careful selection was then made, resulting in nine (9) companies to develop the study. It is worth mentioning that such companies have representativeness and integrate the BOVESPA Energy Index (IEE). Primary data was obtained through interviews with eight (08) risk managers, and then compared to secondary data collected from reports released and published in the capital market, making it possible to identify and analyze how regulatory risk is being managed in the process of risk management. Once the key contribution of this dissertation was to provide a broad overview and reflection of the Brazilian reality on the evolution of form and structure that regulatory risk is managed in the corporate governance process, it is suggested that the knowledge process of *risk governance* be strengthened, as well as the risks be treated according to the productive segments of the Brazilian electricity sector. In conclusion, there is not a closed and definitive model; it is proposed that the risk management processes be reviewed in order to identify and quantify the acceptable levels and the vulnerability of risks when allied with strategic objectives by presenting relevant issues for future studies related to regulatory risks and the ongoing process of intelligence risk.

**Key-words:** Corporate Governance, Risk, Risk Management, Regulatory Risk, Electric Power Sector, Provisional Act no. 579.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	Impacto da Gestão de Riscos no Resultado das Empresas.....	20
<b>Figura 2</b>	Grupos de Riscos.....	50
<b>Figura 3</b>	Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.....	79
<b>Figura 4</b>	Agentes Institucionais do Setor Elétrico.....	80
<b>Figura 5</b>	Esquema Contratual entre Agentes de Transmissão e a ONS	89

## LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1</b>	Impacto de cada Categoria de Risco no Valor das Ações.....	22
<b>Gráfico 2</b>	Principais Focos das Empresas na Gestão de Riscos.....	60
<b>Gráfico 3</b>	Principais Objetivos da Gestão de Riscos.....	64
<b>Gráfico 4</b>	Matriz de Geração Energética Brasileira.....	83
<b>Gráfico 5</b>	Evolução do Sistema de Transmissão no Brasil.....	87
<b>Gráfico 6</b>	Evolução do Comparativo dos Índices da BOVESPA.....	102
<b>Gráfico 7</b>	Perfil das Empresas na Amostragem.....	110
<b>Gráfico 8</b>	Adesão das empresas pesquisadas ao grupo de Riscos indicados pela Pesquisa Deloitte.....	112
<b>Gráfico 9</b>	Riscos mais apontados pelo Setor Elétrico.....	113
<b>Gráfico 10</b>	Indicador de Materialidade dos Riscos.....	126
<b>Gráfico 11</b>	Principais Riscos de Preocupação do Segmento Elétrico.....	127
<b>Gráfico 12</b>	Riscos mais Relevantes apontados pelas Empresas Pesquisadas.....	128
<b>Gráfico 13</b>	Benefícios Gerados pela Gestão de Riscos.....	129
<b>Gráfico 14</b>	Variação das Ações do Segmento Elétrico em 2014.....	130

## LISTA DE QUADROS

<b>Quadro 1</b>	Associações Fundadoras do <i>National Commission on Fraudulent Financial Reporting</i> .....	17
<b>Quadro 2</b>	Governança como Guardiã de Direitos.....	34
<b>Quadro 3</b>	Governança como Sistema de Relações.....	34
<b>Quadro 4</b>	Governança como Estrutura de Poder.....	35
<b>Quadro 5</b>	Governança como Sistema Normativo.....	35
<b>Quadro 6</b>	Modelos de Governança Corporativa.....	39
<b>Quadro 7</b>	Histórico do Desenvolvimento da Governança Corporativa no Brasil.....	45
<b>Quadro 8</b>	Estrutura de Gerenciamento de Riscos Corporativos.....	51
<b>Quadro 9</b>	Riscos mais Importantes para as Empresas Brasileiras.....	63
<b>Quadro 10</b>	Empreendimentos em Operação por Fonte de Geração.....	85
<b>Quadro 11</b>	Evolução do Setor Elétrico em 10 Anos.....	93
<b>Quadro 12</b>	Evolução do Valor das Ações das Empresas do Setor Elétrico.....	97
<b>Quadro 13</b>	Lista da Empresa do Setor Elétrico listadas na BOVESPA....	104
<b>Quadro 14</b>	Empresas participantes do IEE em setembro de 2013.....	105
<b>Quadro 15</b>	Empresas participantes do ISE em setembro de 2013.....	106
<b>Quadro 16</b>	Empresas participantes do IGC X em setembro de 2013.....	107
<b>Quadro 17</b>	Empresas participantes do IGC-NM em setembro de 2013....	108
<b>Quadro 18</b>	Critérios de Seleção das Empresas Pesquisadas.....	108
<b>Quadro 19</b>	Origem do Capital das Empresas Seleccionadas.....	110
<b>Quadro 20</b>	Fatores de Riscos apontados nos Relatórios de Referência publicados na CVM.....	114

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>AAA</b>	<i>American Accouting Association</i>
<b>ABRADEE</b>	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
<b>ACL</b>	Ambiente de Contratação Livre
<b>ACR</b>	Ambiente de Contratação Regulada
<b>AICPA</b>	<i>American Institute of Certified Public Accounts</i>
<b>AMFORP</b>	<i>American Foreign Power Company</i>
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>BCB</b>	Banco Central do Brasil
<b>BIS</b>	<i>Bank of International Settlements</i>
<b>BM</b>	Banco Mundial
<b>BMF&amp; BOVESPA</b>	Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros
<b>BNDE</b>	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
<b>BNDES</b>	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
<b>BNDESPAR</b>	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social Participações
<b>BOVESPA</b>	Bolsa de Valores de São Paulo
<b>CA</b>	Conselho de Administração
<b>CAF</b>	Comitê de Aquisições e Fusões
<b>CCC</b>	Conta de Consumo de Combustível
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<b>CCI</b>	Contratos de Compartilhamento de Instalações
<b>CCR</b>	Companhia de Concessões Rodoviárias
<b>CCT</b>	Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão
<b>CDE</b>	Conta de Desenvolvimento Energético
<b>CEEE</b>	Companhia Estadual de Energia Elétrica
<b>CEMIG</b>	Companhia Energética de Minas Gerais
<b>CEO</b>	<i>Chief Executive Officer</i>
<b>CESP</b>	Companhia Energética de São Paulo
<b>CGE</b>	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
<b>CGH</b>	Centrais Geradoras Hidroelétricas
<b>CHESF</b>	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
<b>CMBEU</b>	Comissão Mista Brasil-Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico
<b>CMN</b>	Conselho Monetário Nacional
<b>CMSE</b>	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

<b>CNAE</b>	Conselho Nacional das Águas
<b>CND</b>	Conselho Nacional de Desestatização
<b>CNPE</b>	Conselho Nacional de Política Energética
<b>COBIT</b>	<i>Control Objectives for Information and Related Technology</i>
<b>COPEL</b>	Companhia Paranaense de Energia
<b>COSO</b>	<i>National Commission on Fraudulent Financial Reporting</i>
<b>CPFL</b>	Companhia Paulista de Força e Luz
<b>CPTS</b>	Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão
<b>CRC</b>	Conta de Resultados a Compensar
<b>CUST</b>	Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão
<b>CVM</b>	Comissão de Valores Mobiliários
<b>DIT</b>	Demais Instalações de Transmissão
<b>DNAEE</b>	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética
<b>ERM</b>	<i>Enterprise Risk Management</i>
<b>ERP</b>	<i>Enterprise Resource Planning</i>
<b>FCPA</b>	<i>Foreign Corrupt Practices Act</i>
<b>FEI</b>	<i>Financial Executives International</i>
<b>FFE</b>	Fundo Federal de Eletrificação
<b>FIESP</b>	Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
<b>GRC</b>	Governança, Risco e Conformidade
<b>IBCA</b>	Instituto Brasileiro de Conselheiros de Administração
<b>IBGC</b>	Instituto Brasileiro de Governança Corporativa
<b>IEE</b>	Índice de Energia Elétrica
<b>IFC</b>	<i>International Finance Corporation</i>
<b>IFRS</b>	<i>International Financial Reporting Standards</i>
<b>IGC</b>	Índice de Governança Corporativa
<b>IGCN</b>	<i>International Corporate Governance Network</i>
<b>IGC-NM</b>	Índice de Governança Corporativa Diferenciada: Novo Mercado
<b>IGCX</b>	Índice de Governança Corporativa Diferenciada
<b>IIA</b>	<i>The Institute of Internal Auditors</i>
<b>IMA</b>	<i>Institute of Management Accountants</i>
<b>IPO</b>	Ofertas Públicas Iniciais
<b>ISE</b>	Índice de Sustentabilidade Empresarial
<b>ISO</b>	<i>International Organization for Standardization</i>
<b>IUEE</b>	Imposto Único sobre Energia Elétrica
<b>kV</b>	Kilovolt
<b>LAI</b>	Lei de Acesso à Informação

<b>MAE</b>	Mercado Atacadista de Energia
<b>MME</b>	Ministério de Minas e Energia
<b>MW</b>	Megawatts
<b>OCDE</b>	Organization for Economic Co-operation and Development
<b>ON</b>	Ordinária Normativa
<b>ONG</b>	Organização Não Governamental
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>OPA</b>	Oferta Pública de Ações
<b>PCH's</b>	Pequenas Centrais Hidroelétricas
<b>PLD</b>	Preço de Liquidação de Diferenças
<b>PND</b>	Programa Nacional de Desestatização
<b>PROINFA</b>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>RAP</b>	Receita Anual Permitida
<b>RGR</b>	Reserva Global de Reversão
<b>SA</b>	Sociedade Anônima
<b>SABESP</b>	Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo
<b>SEC</b>	<i>Securities and Exchange Commission</i>
<b>SIN</b>	Sistema de Interligado Nacional
<b>SOX</b>	<i>Sarbanes-Oxley</i>
<b>UBS</b>	União de Bancos Suíços
<b>UC</b>	Unidade Consumidora
<b>USGAAP</b>	<i>Generally Accepted Accounting Principles (United States)</i>
<b>USP</b>	Universidade de São Paulo

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	16
1.1. Antecedentes do Problema.....	19
1.2. Problema e Objetivos da Pesquisa.....	21
1.3. Justificativas da Pesquisa .....	24
1.4. Estrutura da Dissertação.....	25
<b>2. GOVERNANÇA CORPORATIVA</b> .....	27
2.1. Teoria da Agência.....	27
2.2. Conceitos e Modelos de Governança Corporativa .....	31
2.3. Governança Corporativa no Brasil.....	39
<b>3. GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS</b> .....	47
3.1. Riscos e Incertezas: Aspectos Conceituais.....	47
3.2. Caracterização dos Riscos.....	50
3.3. Tipos de Riscos.....	52
3.3.1. Riscos Estratégicos.....	52
3.3.2. Riscos Operacionais.....	54
3.3.3. Riscos Financeiros.....	57
<b>4. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b> .....	66
4.1. Histórico e Evolução do Setor.....	66
4.2. A Estrutura e Organização do Setor Elétrico Brasileiro.....	78
4.3. Atividades por Segmento de Atuação.....	82
4.3.1. Atividades de Geração.....	82
4.3.2. Atividades de Transmissão.....	85
4.3.3. Atividades de Distribuição.....	89
4.3.4. Atividades de Comercialização.....	91
4.4. A Medida Provisória N <sup>o</sup> . 579, de 11 de Setembro de 2012.....	94
4.5. Impactos e Resultados nas Empresas do Setor Elétrico.....	97
<b>5. AÇÕES METODOLÓGICAS</b> .....	100
5.1. Plano Amostral.....	102
5.2. Técnicas de Coletas de Dados e Procedimentos de Análise.....	111

<b>6. ANÁLISES E RESULTADOS DA PESQUISA.....</b>	<b>116</b>
6.1. Análise dos Dados Primários.....	116
6.2. Discussão dos Resultados .....	125
<b>7. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>131</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>135</b>
<b>RELAÇÃO DOS INDICADORES UTILIZADOS PARA A SELEÇÃO DAS EMPRESAS OBJETO DE PESQUISA.....</b>	<b>143</b>
<b>LISTAGEM DAS EMPRESAS E SEUS ACESSOS AOS RELATÓRIOS DE REFERÊNCIA.....</b>	<b>144</b>
<b>APÊNDICES.....</b>	<b>145</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>156</b>

## 1. INTRODUÇÃO

No atual ambiente de negócios é de suma importância entender e ter conhecimento dos vários fatores de mudança que ocorrem tanto na economia, quanto nos mercados em que atua e nas estruturas de gestão empresarial. A nova realidade mundial está cada vez mais permeada por incertezas e por necessidade de avaliações constantes, além de redefinições estratégicas.

Conforme estudo elaborado pela Deloitte (2008) – intitulado “As pequenas e médias empresas que mais crescem no Brasil” e veiculada pela Revista Exame PME – o grande desafio dos executivos têm sido planejar, capacitar e aprimorar a gestão organizacional, visando gerenciar todos os fatores de riscos e complexidade dos mercados, num cenário de maior competitividade, consolidações e imensa concorrência.

As crises financeiras e as fraudes ocorridas em grandes grupos empresariais no mercado, internacional ou nacional, a partir dos anos 90, tais como: *Bankers Trust, Credit Lyonnais, Barings, Daiwa, Sumitomo, Morgan Grenfell, Comind, Nacional, Noroeste, Santos, Banco Panamericano, Banco Cruzeiro do Sul, Wordcom, Enron, Merck, Tyco, Xerox, Global Crossing, Parmalat, Cisco, Sadia, Aracruz, Votorantim e Agrenco*, colocaram os holofotes sobre a gestão de riscos, que vem ganhando cada vez mais a atenção, tanto no meio profissional como no meio acadêmico.

Com esses acontecimentos evidenciou-se a necessidade das organizações aperfeiçoarem as suas práticas de governança corporativa e ampliarem o escopo de suas atividades na gestão de riscos. Administrar riscos é uma atividade crítica em qualquer empresa. A globalização, o desenvolvimento tecnológico, o fluxo de capitais internacionais e o aumento da competitividade fazem com que o gerenciamento de riscos seja uma atividade cada vez mais complexa e com conteúdo extremamente necessário.

Em 1947, a *American Institute of Certified Public Accounts (AICPA)* já registrava fatores que contribuíam para a importância dos controles internos para os gestores e para os auditores. A crescente complexidade das organizações, aliada às práticas questionáveis e à dificuldade dos auditores independentes – na viabilização da emissão de seus pareceres sobre as demonstrações financeiras, de forma

economicamente comparável com o fraco sistema de controles internos que possibilitasse a redução de ocorrência de erros e irregularidades – fez com que, em 1977, a *Securities and Exchange Commission* (SEC) e o Congresso dos Estados Unidos promulgassem a criação da legislação *Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA), que criou a obrigação de atendimento de determinadas práticas contábeis, entre as quais a manutenção de um sistema satisfatório de controles internos.

Em resposta, em 1985, foi criada uma organização privada para prevenir e evitar fraudes nas demonstrações contábeis das empresas. Inicialmente chamada como *National Commission on Fraudulent Financial Reporting* (Comissão Nacional sobre Fraudes em Relatórios Financeiros), essa comissão era formada por representantes das principais associações de classes de profissionais ligados à área financeira, para inspecionar, analisar, estudar as causas da ocorrência de fraudes e fazer recomendações sobre os relatórios financeiros e contábeis das empresas americanas.

<b>Sigla</b>	<b>Entidades</b>
AICPA	<i>American Institute of Certified Public Accounts</i>
AAA	<i>American Accounting Association</i>
FEI	<i>Financial Executives International</i>
IIA	<i>The Institute of Internal Auditors</i>
IMA	<i>Institute of Management Accounts</i>

**Quadro 1 – Associações Fundadoras do *National Commission on Fraudulent Financial Reporting***

Fonte: COSO (2014)

Essa comissão, em 1987, emitiu um relatório no qual era enfatizada a importância dos controles internos na redução da incidência de relatórios fraudulentos e indicavam que as organizações que patrocinavam a comissão, deveriam cooperar no desenvolvimento de diretrizes adicionais aos controles internos das companhias abertas.

Posteriormente, esta comissão tornou-se um comitê e passou a se chamar COSO – *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (Comitê das Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway). Um dos primeiros objetos de estudo da comissão foi o dos controles internos das empresas,

e este estudo é reconhecido mundialmente como COSO I. No ano de 2000 surgiu o COSO II, ao qual foram adicionados aspectos estratégicos e de governança corporativa, onde se originam os maiores riscos para a empresa, ou seja, o COSO II tem foco no gerenciamento de riscos.

Em decorrência da globalização e padronização internacional das técnicas de auditoria, as recomendações do COSO, relativas aos controles internos, bem como seu cumprimento e observância, são amplamente praticados e tidos como modelo e referência no Brasil e na maioria dos países do mundo.

Tanto é que, no sistema bancário, o Comitê da Basileia para Supervisão Financeira, órgão integrante do *Bank of International Settlements* (BIS), vem orientando e estabelecendo normas e procedimentos para todas as instituições financeiras, com o objetivo de aperfeiçoar, orientar e mitigar problemas de gestão nestas instituições financeiras. Em 1988 se estabeleceu um primeiro acordo, que foi revisado em 1996, o qual determinava que os bancos alocassem capital para fazer frente aos riscos financeiros de mercado e de crédito. Esta orientação é seguida por uma centena de países, incluindo o Brasil, onde se tornou padrão de referência para a supervisão bancária de vários Bancos Centrais.

No caso empresarial, a Lei *Sarbanes-Oxley*, instituída pelo Congresso Americano em 2002 após o escândalo e fraudes financeiras de algumas das suas maiores empresas americanas, obrigou as empresas americanas e estrangeiras que atuassem no seu mercado, a adotarem mecanismos mais rígidos de governança corporativa e de gestão de riscos. Os principais resultados e efeitos à implantação desta lei foram: a responsabilidade civil e criminal atribuída aos executivos, a obrigatoriedade e transparência na divulgação das informações financeiras e o aperfeiçoamento dos controles internos das empresas.

Neste movimento de busca de transparência e alinhamento dos padrões de melhores práticas de governança corporativa, a BMF&BOVESPA (Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros), lançou em 2000, iniciativas e regulamentações para implantação de padrões de governança corporativa e a disseminação das boas práticas de governança corporativa no mercado de capitais brasileiro; práticas que são reconhecidas internacionalmente como contribuição e aperfeiçoamento do processo de gestão empresarial.

Aliando-se a todo este processo de busca de melhorias, o Comitê da Basileia para supervisão bancária, lançou em 2005 o segundo acordo, no qual: -

passou a considerar o risco operacional; - aprimorou os requerimentos para os riscos financeiros; - destacou o papel dos supervisores bancários; - conferiu a importância a questões da Governança Corporativa, incluindo o processo de governança e gerenciamento de risco, transparência e divulgação das informações.

Administrar riscos é atividade crítica para qualquer empresa. A globalização juntamente com o desenvolvimento tecnológico, o fluxo internacional de capitais e o aumento da competição fazem com que o gerenciamento de risco seja uma atividade cada vez mais complexa, contudo, extremamente necessária.

Tendo em visto o exposto, o presente trabalho busca investigar e analisar junto às empresas selecionadas que atuam no setor elétrico brasileiro, se estas organizações adotam uma gestão estratégica de riscos estruturada e se conhecem e identificam quais são os riscos que mais impactam os seus desempenhos nos âmbitos: estratégico, operacional e financeiro, colocando foco na gestão do risco regulatório, avaliando quais são as ferramentas de gestão e mitigação deste risco.

## **1.1. Antecedentes do Problema**

Para muitos gestores, gestão de risco pode ser definida por palavras como derivativos e risco de mercado, embora a gestão de risco, como qualquer outra atividade dentro de uma organização deva ter como finalidade precípua a criação de valor, seja para o acionista, seja para as demais partes interessadas.

Geralmente, quando se aborda a questão da gestão de risco, o foco consiste em proteger a empresa de possíveis perdas, seja evitando ou minimizando os riscos da operação e/ou aqueles inerente ao negócio. Essa abordagem fornece apenas um ponto de vista: o risco encarado como ameaça. Contudo, um tratamento estratégico de gestão de risco permite a exploração de outros aspectos: o risco como oportunidade, com a conseqüente utilização da gestão de risco como instrumento de construção de vantagem competitiva.

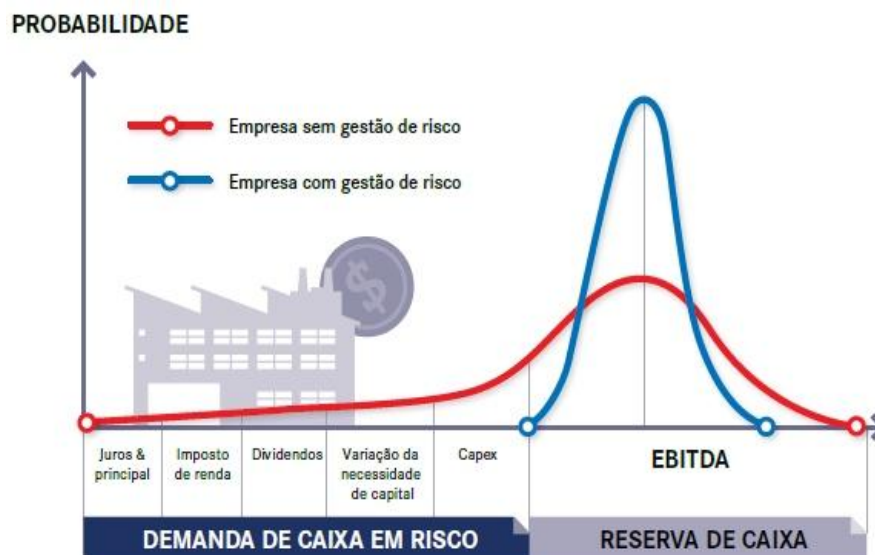
A aplicação do conceito de risco no contexto empresarial requer a definição de indicadores de desempenho (geração de fluxo de caixa, valor de mercado, lucro, reclamações de clientes, quebras operacionais, fraudes, entre outros) associados a níveis de volatilidade, ou seja, à variação dos resultados em torno de uma média.

Essas possibilidades, tanto de ganho como de perda, que podem ter causas de natureza externa (ambiente competitivo, regulatório, financeiro, etc.) ou de natureza interna (diferencial tecnológico, controles, capacitações, conduta, entre diversos outros) são oriundas do contexto em que cada organização atua.

Diante desta moderna abordagem, as organizações enfrentam as incertezas e o desafio de seus administradores é determinar até que ponto estão dispostos a aceitar essas incertezas. Assim, a gestão estratégica de riscos deve ser entendida como a formulação de estratégias e a sua implementação, de modo que a organização identifique, mensure, controle e monitore todos os riscos, financeiros ou não, e que podem afetar a criação de valor e o cumprimento da sua missão.

Damodaran (2009) argumenta que a gestão estratégica de risco pode afetar os fluxos de caixa futuros, através da alteração da política de investimentos e da criação de vantagens competitivas, as quais impactam fortemente nas taxas de crescimento e de rentabilidade.

A Figura 1 ilustra a argumentação supracitada, pois, as empresas que têm a gestão de riscos implantada no seu processo decisório, não têm demandas extraordinárias no desenvolvimento do seu negócio e, ainda, poderá gerar melhores resultados e rentabilidade aos seus acionistas.



**Figura 1 – Impacto da Gestão de Riscos no Resultado das Empresas**

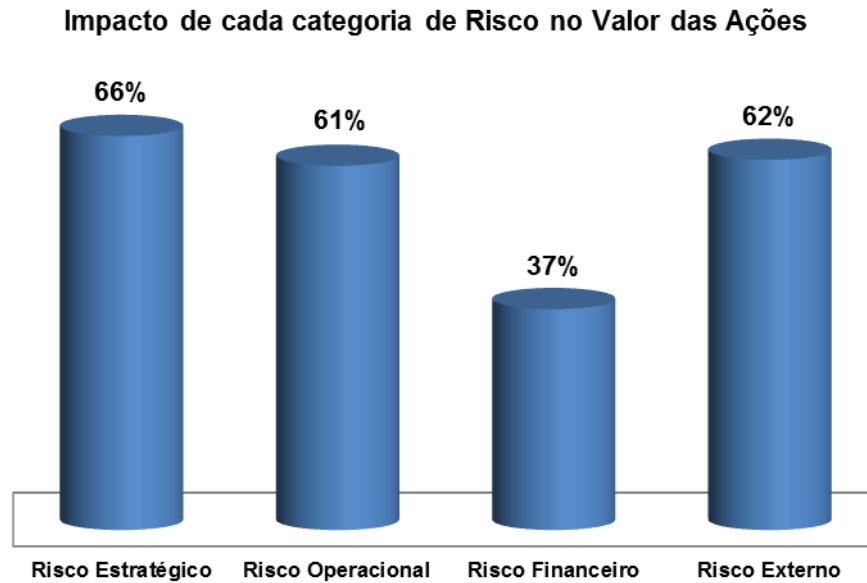
Fonte: FDC (2013)

Desenvolver um processo de gerenciamento de riscos significa buscar retorno econômico-financeiro, adequado ao nível de risco associado à atividade. Ou seja, o risco é inerente à atividade de negócios, na qual a consciência do risco e a capacidade de administrá-lo, aliadas à disposição de correr riscos e de tomar decisões, são elementos-chave. Assumir riscos diferencia empresas líderes, mas pode levá-las a estrondosos fracassos. O resultado das iniciativas de negócios revela que o risco pode ser gerenciado a fim de subsidiar os administradores na tomada de decisão, visando alcançar objetivos e metas dentro do prazo, do custo e de acordo com as condições preestabelecidas.

O gerenciamento de riscos corporativos possibilita aos administradores tratar com eficácia as incertezas, bem como os riscos e as oportunidades a eles associados, a fim de melhorar a capacidade de gerar valor. O valor é maximizado quando a organização estabelece estratégias e objetivos para alcançar o equilíbrio ideal entre as metas de crescimento e de retorno de investimentos e os riscos a ela associados e, também, para explorar os recursos com eficácia e eficiência em busca dos objetivos da organização.

## **1.2. Problema e Objetivos da Pesquisa**

As empresas no Brasil vêm demonstrando uma grande preocupação com o crescimento de forma sustentável e, para isto, seu maior desafio é a implantação de boas práticas de governança corporativa para garantir e fomentar o desenvolvimento e perpetuidade do negócio, conforme demonstrado no Gráfico 1, elaborado pela Deloitte (2005), na pesquisa *Disarming the Value Killers - A Risk Management Study*.



**Gráfico 1 – Impacto de cada Categoria de Risco no Valor das Ações**  
Fonte: Adaptado de Deloitte (2005)

Os mercados estão cada vez mais conectados e em permanente evolução, o que impõe aos gestores de negócios uma preocupação na harmonização e no relacionamento com diferentes *stakeholders* (investidores, fornecedores, clientes, empregados, governo, empresários e empresas concorrentes). Em decorrência disto, hoje não se dá mais ênfase aos efeitos dos acontecimentos dentro da própria organização, mas sim, como esses afetam os consumidores e o capital dentro desse mercado.

Entre os temas mais relevantes estão o gerenciamento dos riscos empresariais, a consecução das diretrizes estratégicas e a entrega dos resultados, além dos assuntos relativos ao não cumprimento dos resultados comprometidos junto ao mercado. No momento, o desafio que está no topo das agendas dos principais executivos (pela alta complexidade de implantação e gestão), é a implantação de um processo seguro e robusto de *compliance* e controle, que assegure à organização o cumprimento pleno das diretrizes de negócios, regulamentação e das leis.

Em setembro de 2012, o Governo Federal publicou uma Medida Provisória nº. 579, de 11 de setembro, convertida em Lei nº. 12.783, em 14 de janeiro de 2013, que estabeleceu novas regras para a renovação das concessões do setor elétrico brasileiro, para as empresas que teriam as suas concessões a vencer no período de

2015 a 2017, com o propósito de garantir ao consumidor uma redução média de 20% no preço da energia.

O choque provocado pelo novo marco regulatório, cujo impacto ainda será sentido ao longo dos próximos anos, atingiu diretamente 20% do parque gerador nacional, 67% do sistema de transmissão e 36% da área de distribuição. O segmento elétrico é uma atividade que requer capital intensivo e investimentos constantes e as questões regulatórias e tarifárias afetam diretamente a geração de caixa das empresas.

Conforme descrito na matéria “A Nova Era das Elétricas”, publicada no Jornal Valor Econômico, caderno EU &, de 11 de setembro de 2013:

Há exatamente um ano, o governo federal anunciava novas regras para empresas do setor elétrico e mudava a visão de analistas e gestores sobre os investimentos. Até então considerado uma espécie de porto seguro, devido à maior previsibilidade de receitas e à perspectiva com relação à distribuição de dividendos, o segmento era a opção procurada por aqueles que buscavam um refúgio na renda variável.

Mas o conforto perdeu espaço em 11 de setembro de 2012, quando foi anunciado o mais agressivo pacote de medidas para a redução do preço da energia elétrica já feito no país, via publicação da Medida Provisória (MP) 579. Com críticas não só às medidas, mas também à forma de comunicação do governo com o mercado, o nervosismo tomou conta das mesas de operação e as ações das companhias elétricas despencaram na bolsa. E mesmo um ano depois, as empresas ainda estão distantes de recuperar as perdas sofridas e os analistas relutam em superar a insegurança que tomou conta do setor. (JORNAL VALOR ECONÔMICO, 2013).

Nesta mesma matéria, a analista de mercado do Banco UBS (União de Bancos Suíços) Lilyanna Yang declara:

O governo tirou valor das empresas e realmente mudou o ambiente regulatório, trouxe muitas incertezas. Passado um ano da medida provisória, ainda há muitas pendências não resolvidas. As empresas tem um recebível do governo e ainda não sabe qual o montante. (JORNAL VALOR ECONÔMICO, 2013).

Com as declarações desta matéria, após anos de estabilidade de regra regulatória, o setor elétrico deparou-se, de um momento para outro, com um novo cenário e com o surgimento do risco regulatório que, provavelmente, estava adormecido ou fora dos radares dos principais executivos deste setor da economia.

Possivelmente, surgiu como ponto de atenção para todas as empresas e executivos que atuam em segmentos com um alto nível de marcos regulatórios.

Esta dissertação apresenta um estudo com base nesta alteração de marco regulatório junto ao setor elétrico e se propõe a responder a seguinte questão de pesquisa:

**Como as empresas do segmento de energia elétrica administram seu processo de gestão de riscos regulatórios, no âmbito da gestão de riscos e da governança corporativa?**

Esta dissertação tem como principal objetivo analisar como as empresas do segmento elétrico brasileiro estão tratando o risco regulatório no âmbito da governança corporativa.

### **1.3. Justificativas da Pesquisa**

Na pesquisa bibliográfica de textos acadêmicos, não foram encontrados trabalhos específicos sobre a qualificação e quantificação dos riscos regulatórios, portanto, este trabalho apresenta uma contribuição para que os estudos sobre riscos regulatórios no ambiente de gestão de riscos das corporações, que atuam no setor elétrico brasileiro, permitam compreender os seus riscos, prevenindo ou mitigando as possíveis perdas financeiras; igualmente, que possibilitem o melhor controle da gestão e até criem novas oportunidades de melhores práticas de governança corporativa no âmbito de gestão de riscos corporativos e regulatórios.

Como visto no tópico anterior, este tema se tornou de extrema relevância pela dificuldade de mensuração dos impactos estratégicos, conjugados ao atual cenário macroeconômico, no qual os governos federais, estaduais e municipais estão implantando e elaborando uma série de políticas e leilões de concessões na área de infraestrutura, visando desenvolver os investimentos necessários para garantir o desenvolvimento e crescimento econômico nacional.

A escolha sobre o setor de energia se dá pela grande mudança e sinalização que o governo federal introduziu no último ano, bem como, pela importância deste segmento para o alicerce do sistema de segurança e confiabilidade do sistema

elétrico brasileiro, para sustentação do objetivo de crescimento, para a economia do país e o aumento da competitividade.

O setor elétrico brasileiro, também tem uma significativa relevância no índice BOVESPA (BM&FBOVESPA S.A), tanto é que introduziu outro índice específico que mede o desempenho das ações das empresas mais significativas do setor. O Índice de Energia Elétrica (IEE) representa uma medida de análise e comportamento dos resultados e perspectivas futuras de geração de caixa destas empresas listadas. Estas são monitoradas e acompanhadas pelos principais investidores (que querem ingressar no país) nacionais e internacionais, bem como, analistas de mercado e demais estudiosos do segmento, tendo em vista a importância deste tipo de segmento de negócios nas economias mundiais.

#### **1.4. Estrutura da Dissertação**

Esta dissertação está estruturada e organizada em sete capítulos.

Na Introdução (1) são apresentados os antecedentes do problema, os objetivos da pesquisa, a contextualização da situação, o estabelecimento da questão central de pesquisa, as justificativas e as contribuições ao estudo.

No segundo capítulo apresenta-se a fundamentação teórica e os conceitos envolvidos no problema da pesquisa, para suportar e desenvolver o estudo. Tem início com a descrição da teoria da agência, são apresentados os conceitos e modelos de governança corporativa e a finalização do capítulo se dá com a evolução da governança corporativa no Brasil.

No terceiro capítulo é elaborado o conceitual da gestão de riscos corporativos, com ênfase na identificação das várias classes de riscos: estratégicos, operacionais e financeiros. O capítulo introduz e enfatiza a estratégia e o gerenciamento de riscos, colocando foco no risco regulatório objeto do estudo.

Para colocar ênfase no segmento e universo pesquisado nesta dissertação, o quarto capítulo descreve o histórico e a evolução do segmento de energia elétrica no Brasil, apresenta a forma que está estruturada e as principais atividades do segmento. Ao final discorre-se sobre os principais impactos gerados pela Medida Provisória nº. 579, que afetou a visão de risco regulatório no setor.

No quinto capítulo é apresentada a metodologia de pesquisa que norteou a busca pelos objetivos e a resposta à questão central de pesquisa, indicando os procedimentos e como foram estruturadas as análises e seus respectivos resultados. O trabalho foi elaborado de forma exploratória e descritiva, com identificação de premissas e parâmetros que pudessem ser comparativas e conclusivas ao desenvolvimento do estudo; igualmente, que pudessem proporcionar evidências concretas à construção desta dissertação.

Já no sexto capítulo encontram-se as análises e informações pesquisadas junto às principais empresas do segmento de energia, com as informações de gestão e controle de riscos no ambiente de governança corporativa e gestão de riscos.

Nas Considerações Finais (7) são tecidos comentários sobre a importância do estudo e sua validade, bem como, a recomendação e sugestão para desenvolvimento de estudos futuros para uma tese sobre a mensuração e gestão de riscos regulatórios ou outras dissertações que explorem o mesmo tema, mas com enfoque diferenciado.

Na sequência são apresentadas as Referências utilizadas ao longo do estudo, os apêndices, incluindo o questionário e também os anexos com algumas resoluções.

## **2. GOVERNANÇA CORPORATIVA**

A base teórica deste trabalho passa pela definição dos conceitos da Teoria da Agência, visando discutir a delegação de poder dos principais (acionistas) para os agentes (administradores) e seus conflitos, passando para a introdução da visão de governança corporativa no Brasil e no mundo, com a intenção de oferecer um arcabouço teórico para desenvolver a visão da gestão de risco, como fator primordial do sucesso e acompanhamento de uma estratégia empresarial, bem como, colocando foco no risco regulatório, como um novo fator e não dimensionado pela maioria das empresas do segmento energético brasileiro.

### **2.1. Teoria da Agência**

O tema Governança Corporativa é um tema recente e desenvolvido no Brasil e no mundo a partir dos anos 50, ganhando um crescimento exponencial no início de 1990. As questões fundamentais que ocasionam os problemas de governança nas organizações são muito antigas, conforme já citava Adam Smith, em sua obra *A Riqueza das Nações*, no final do século 18. (SMITH, 1988).

A raiz dos problemas de governança é inclusive mais antiga do que os textos de Smith, sendo relacionada fundamentalmente à natureza humana. Precipuamente, assume-se que as pessoas procuram maximizar seu bem estar pessoal (ou sua utilidade pessoal, no jargão econômico) ao longo de suas vidas, Trata-se de uma premissa razoável e potencialmente positiva para o fomento da atividade econômica. Em organizações empresariais, entretanto, a busca pela maximização da utilidade pessoal pode levar o indivíduo a tomar decisões prejudiciais a terceiros, principalmente a investidores que confiaram a essa pessoa o poder para a tomada de decisões em seu interesse. Tem-se, então, o problema de “governo” ou de direcionamento em tais organizações. (SILVEIRA, 2010).

A teoria que analisa as relações e o conflito de interesses entre os indivíduos de um sistema, na qual a propriedade e controle são designados a pessoas distintas é a Teoria da Agência.

Para Jensen e Meckling (1976), quando o principal contrata o seu agente para realizar a gestão do seu negócio em seu favor, envolvendo a delegação de alguma autoridade de decisão para o agente, está criada a relação de agência. Citam ainda, que se ambas as partes estão atuando para maximização de resultados, existe uma boa razão para acreditar que o agente não irá atuar sempre conforme os interesses do principal.

A Teoria da Agência é descrita por Famá (1988) citado por Mendes (2001), como a resultante dos conflitos e custos oriundos da separação entre propriedade e controle de capital. Essa figura é bem representada pela sociedade por ações (a qual possibilita a não participação do acionista no gerenciamento da empresa), que limita a responsabilidade do acionista para com a organização, de acordo e na proporcionalidade do capital investido.

A Teoria da Agência é um modelo de tomada de decisão que tem um enfoque prescritivo, embasado num modelo normativo que envolve a teoria da utilidade. Neste modelo, o agente cumpre certas tarefas de gestão para o principal, o qual se compromete a remunerá-lo. O principal faz a avaliação das informações e é o responsável pelo tipo do sistema de informação; o agente assume o papel de tomador de decisão, optando pelas melhores alternativas de decisão do ponto de vista do proprietário e das informações que a eles estarão disponíveis. (HENDRIKSEN; VAN BREDA, 1999).

Para Jensen e Meckling (1976) nenhum agente poderia maximizar uma função que não lhe pertença, pois a sua atuação e comportamento está fundamentado no conjunto de suas preferências vinculadas aos seus objetivos. A partir do exposto, chega-se ao chamado “conflito de agência”, sobre o qual o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC, 2007) descreve que o agente e principal são pessoas diferentes e, sendo assim, os interesses daquele que administra a propriedade nem sempre estão alinhados com os seus proprietários. Desta forma, o “conflito de agência” ocorre da contradição entre o comportamento desejado pelo principal e o comportamento apresentado pelo agente.

Conforme Weston e Brigham (2004) os principais conflitos de agência são:

Entre os acionistas e os administradores - Os interesses dos administradores devem visar ao atendimento dos interesses dos acionistas, mas muitas vezes isto não ocorre e acaba existindo um conflito de interesses entre eles. Vários mecanismos podem ser

utilizados para motivar os gerentes a agirem de acordo com os interesses dos acionistas, entre eles estão à ameaça de demissão, a ameaça de tomada de controle e a compensação administrativa.

Entre os acionistas e os credores – Os credores emprestam recursos à empresa com taxas baseadas no risco dos ativos existentes na firma, nas expectativas referentes ao risco de futuras adições de ativos, na estrutura existente de capital da empresa (quantia de financiamento da dívida que ela utiliza) e nas expectativas referentes às mudanças da estrutura de capital. O conflito de agência surge quando, por exemplo, os acionistas juntamente com administradores assumem novos empreendimentos de risco muito maior do que o antecipado pelos credores, fazendo com que caia o valor da dívida a pagar. Se esses empreendimentos forem bem-sucedidos todos os benefícios irão para os acionistas, porque os credores obtêm apenas retorno fixo, por outro lado, se os empreendimentos não derem certo, os detentores dos bônus terão de partilhar as perdas. Da mesma forma, se a empresa aumentar seu uso da dívida em um esforço para expandir o retorno para os acionistas, o valor da dívida antiga aumentará, de forma que se tem outra situação do tipo ‘cara, eu ganho; coroa, você perde’. (ARRUDA et al, 2008, p.78).

A Teoria da Agência trata do conflito de interesses provocados pela possibilidade de transferência de riqueza entre principal e agente, quando o primeiro delega poderes e autoridade para o segundo tomar decisões. Pelos resultados de curto prazo surge a possibilidade de transferência de riqueza ao agente por estes resultados, via remuneração ou premiação. O foco central da Teoria consiste em o principal perder parte de sua riqueza, se não conseguir do agente os melhores desempenhos, estimulando-o a obter o máximo dentro das condições estabelecidas, devido à participação e atuação de um administrador profissional. (MENDES, 2001).

Ainda nos estudos de Jensen e Meckling (1976), os agentes nem sempre atuam no melhor interesse do principal, devido aos incentivos aos agentes que são estabelecidos, assim como as técnicas de monitoramento de curto prazo. Com isto, os conflitos de interesse conduzem à existência de possíveis custos ou perdas, que podem ser os de oportunidade (de negócio), os gastos para monitoramento do comportamento destes administradores e as perdas residuais que, igualmente, podem ser consideradas como um dos seus custos.

No conceito de Jensen e Meckling (1976), a Teoria da Agência se desenvolveu a partir de três elementos fundamentais:

- a) Despesas de monitoramento do principal.
- b) Despesas relacionadas a garantir que o agente não prejudicará o principal com as suas ações, e caso o faça, que compense o principal.

c) Perdas residuais ou de bem-estar, resultantes da diferença entre as reais decisões do agente e a decisão que teria maximizado o bem-estar do principal.

Jensen e Meckling (1976) argumentam que pela inexistência de contratos perfeitos, os problemas de agência e de monitoramento estão presentes e permeados em todos os níveis decisórios da empresa, assim como nas relações com as partes interessadas.

Pode-se afirmar que a assimetria informacional e os riscos morais são fatores de forte influência nos custos de transação como um todo na relação aos agentes.

Hendriksen e Van Breda (1999) assinalam que o problema é causado por informações incompletas, uma vez que nem todos os estados são conhecidos pelas partes e, sendo assim, certas consequências não são por elas consideradas.

Conforme Milgron e Roberts (1992), quando uma situação na qual uma das partes da transação não possui toda a informação relevante necessária para averiguar se os termos do contrato que está sendo proposto são mutuamente aceitáveis e se serão implementados, esta situação pode ser caracterizada como assimetria de informação. Em virtude disto, transações vantajosas para uma única parte podem ser desfeitas, evitando custos elevados e resguardando a parte afetada de um eventual comportamento oportunista.

Os problemas de assimetria de informação existentes entre empreendedores e investidores podem inviabilizar o financiamento de projetos altamente produtivos, o que ocasiona que estes recursos serão direcionados para projetos menos produtivos. (CARVALHO, 2002).

Os riscos provenientes do interesse próprio dos agentes, que acabam enganando os principais em benefício próprio, são definidos como riscos morais, segundo Hendriksen e Van Breda (1999). Já para Milgron e Roberts (1992), o risco moral seria uma forma pós-contratual oportunista, consequência da dificuldade de observar se as ações de determinado agente estão alinhadas com o acordado, incentivando o mesmo a agir em benefício próprio gerando custos para a outra parte.

## 2.2. Conceitos e Modelos de Governança Corporativa

O estudo da Governança Corporativa surgiu para assegurar que o “conflito de agência” não afete o desempenho das companhias, onde os interesses do gestor nem sempre estão alinhados com os dos proprietários, resultando em um conflito de agência ou conflito agente-principal. A essência da teoria do agente-principal está na compreensão e separação de papéis entre o agente (tomadores de decisão) e o principal (pessoas que confiam as decisões para terceiros).

O IBGC (2007) define que a boa Governança Corporativa é representada por um conjunto eficiente de mecanismos, que assegurem que o comportamento dos executivos esteja sempre alinhado com os interesses dos acionistas; mecanismos que assegurem o controle da propriedade e monitorem as ações dos gestores, visando preservar e otimizar o valor da organização e perpetuando o negócio, bem como, que possam facilitar o acesso a recursos financeiros e não financeiros.

A teoria prevê que nem sempre o agente agirá no melhor interesse do principal; o executivo é o agente que recebe uma “procuração” com poderes para tomar decisões em favor do conjunto de acionistas, seus principais. O interesse do principal é o máximo retorno de seus investimentos, enquanto dos agentes podem ser outros e até conflitantes, pois, estes buscam o status, altas remunerações, preferência por crescimento em detrimento de retornos, além de diversas outras formas de benefícios.

O agente estará sempre focando 04 (quatro) aspectos básicos da gestão, que, quando comparados aos interesses dos proprietários, são prejudiciais aos seus interesses. São estes aspectos:

1. Gestão focada no curto prazo, com estratégias defensivas.
2. Autobenefícios em escalas crescentes.
3. Manipulação de resultados.
4. Diretrizes impactantes não consensadas junto aos acionistas.

Para que os interesses dessas partes sejam preservados, é necessário que o comportamento das partes seja ajustado por um contrato de gestão. Conforme estudos de Jensen e Meckling (1976), os contratos são praticamente impossíveis de se realizarem, em virtude das constantes mudanças e reações do ambiente de negócios e das forças atuantes junto ao mercado.

Outros fatores externos e internos que impactaram o posicionamento estratégico das companhias levaram-nas a desenvolver, estudar e proliferar as melhores práticas de Governança. Num mundo cada vez mais competitivo e com as informações se multiplicando com mais agilidade, são considerados como fatores externos as mudanças: - no ambiente macroeconômico (políticas, financeiras e na quebra de barreiras) que propiciaram a introdução e ascensão de novos players globais; - no ambiente de negócio através das reestruturações setoriais; - no mercado de capitais, com instituições financeiras e mercados cada vez mais globais e com posturas mais proativas. No ambiente interno, as principais mudanças ocorridas foram: - as mudanças societárias através das ondas de privatizações, fusões, cisões e aquisição de empresas; - os realinhamentos estratégicos provocados pela abertura de mercados, quebra de patentes, exigências ambientais e regulatórias; - as revisões organizacionais pela melhoria de controles internos contra fraudes e erros de processos, profissionalização do corpo diretivo e implantação de comitês e órgãos que garantam os planos estratégicos.

A Governança Corporativa surgiu para cuidar dos conflitos entre a gestão e a estratégia dos acionistas das companhias. Das boas práticas de governança resultaram a criação de institutos legais e marcos regulatórios protecionistas dos direitos e interesses dos acionistas. Resultaram, também, em mudanças internas nas companhias, com ênfase na constituição de conselhos e comitês eficazes e guardiões dos interesses da sociedade.

Conforme o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC (2009, p.19), em sua 4ª edição, a Governança Corporativa é:

O sistema pelo qual as organizações são dirigidas, monitoradas e incentivadas, envolvendo os relacionamentos proprietários, Conselho de Administração, Diretoria e órgãos de controle. As boas práticas de Governança Corporativa convertem princípios em recomendações objetivas, alinhando interesses com a finalidade de preservar e otimizar o valor da organização, facilitando seu acesso a recursos e contribuindo para sua longevidade.

Ainda neste Código são apresentados os quatros princípios básicos da Governança Corporativa:

Transparência: Mais do que a obrigação de informar é o desejo de disponibilizar para as partes interessadas as informações que sejam de seu interesse e não apenas aquelas impostas por disposições de leis ou regulamentos. A adequada transparência resulta em um clima de confiança, tanto internamente quanto nas relações da empresa com terceiros. Não deve restringir-se ao desempenho econômico-financeiro, contemplando também os demais fatores (inclusive intangíveis) que norteiam a ação gerencial e conduzem à criação de valor.

Equidade: Caracteriza-se pelo tratamento justo de todos os sócios e demais partes interessadas (*stakeholders*). Atitudes ou políticas discriminatórias, sob qualquer pretexto, são totalmente inaceitáveis.

Prestação de Contas (*accountability*): Os agentes de governança (sócios, conselheiros e gestores) devem prestar contas de sua atuação, assumindo integralmente as consequências de seus atos e omissões.

Responsabilidade Corporativa: Os agentes de governança devem zelar pela sustentabilidade das empresas, visando à sua longevidade e incorporando considerações de ordem social e ambiental na definição dos negócios e operações. (IBGC, 2009, p.19).

Além da definição supracitada do IBGC, Rosseti e Andrade (2012, p.138) apresentaram uma série de definições para a Governança Corporativa seguindo quatro critérios: - A Governança como guardião de direitos; - A Governança como sistema de relações; - A Governança como estrutura de poder; - A Governança como sistema normativo. As definições e seus respectivos autores são apresentados nestes estudos nos quadros que seguem:

#### 1) A Governança como Guardiã de Direitos:

Monks e Minow (2004)	A governança corporativa trata do conjunto de leis e regulamentos que visam: a) assegurar os direitos dos acionistas das empresas, controladores ou minoritários; b) disponibilizar informações que permitam aos acionistas acompanhar decisões empresariais impactantes, avaliando o quanto elas interferem em seus direitos; c) possibilitar aos diferentes públicos alcançados pelos atos das empresas o emprego de instrumentos que assegurem a observância de seus direitos; d) promover a interação dos acionistas dos conselhos de administração e da direção executiva das empresas.
Blair (1999)	A governança corporativa trata dos meios utilizados pelas corporações para estabelecer processos que ajustem os interesses em conflito entre os acionistas das empresas e seus dirigentes de alto nível.

Williamson (1996)	A governança corporativa trata de justiça, da transparência e da responsabilidade das empresas no trato de questões que envolvem os interesses do negócio e os da sociedade como um todo.
OCDE (1999)	A governança corporativa é o sistema segundo o qual as corporações de negócios são dirigidas e controladas. A estrutura da governança corporativa especifica a distribuição dos direitos e responsabilidades entre os diferentes participantes da corporação, tais como o conselho de administração, os diretores executivos, os acionistas e outros interessados, além de definir as regras e procedimentos para tomada de decisão em relação a questões corporativas. E oferece também bases através das quais os objetivos da empresa são estabelecidos, definindo os meios para se alcançarem tais objetivos e os instrumentos para se acompanhar o desempenho.

### **Quadro 2 – Governança como Guardiã de Direitos**

Fonte: Adaptado de Rossetti e Andrade (2012, p.138)

#### 2) A Governança como Sistema de Relações:

Shleifer e Vishny (1997)	A governança corporativa é o campo da administração que trata do conjunto de relações entre a direção das empresas, seus conselhos de administração, seus acionistas e outras partes interessadas. Ela estabelece os caminhos pelos quais os supridores de capital das corporações são asseguradas do retorno de seus investimentos.
IBGC (2003)	Governança Corporativa é o sistema pelo qual as organizações são dirigidas, monitoradas e incentivadas, envolvendo os relacionamentos entre acionistas/cotista, conselho de administração, diretoria, auditoria independente e conselho fiscal. As boas práticas de governança corporativa tem a finalidade de aumentar o valor da sociedade, facilitar seu acesso ao capital e contribuir para sua perenidade.

### **Quadro 3 – Governança como Sistema de Relações**

Fonte: Adaptado de Rossetti e Andrade (2012, p.139)

#### 3) A Governança como Estrutura de Poder:

Cadbury (1992)	A governança corporativa é o sistema e a estrutura de poder que regem os mecanismos através dos quais as companhias são dirigidas e controladas.
Babic (2003)	O campo em que gravida a governança corporativa é definido por uma dada estrutura de poder, que envolve questões relacionadas aos processos de tomada de decisões estratégicas, ao exercício da liderança, aos métodos com que se atendem aos interesses estabelecidos e aos pleitos emergentes – em síntese, ele está relacionado à sociologia das elites e por isso mesmo é fortemente influenciado pelos institutos legais e pelos marcos regulatórios de cada país.

Hitt, Ireland e Hoskisson (2001)	Como a governança corporativa nasceu do divórcio entre a propriedade e a gestão das empresas, seu foco é a definição de uma estrutura de governos que maximize a relação entre o retorno dos acionistas e os benefícios auferidos pelos executivos. Neste sentido, envolve a estratégia das corporações, as operações, a geração de valor e a destinação de resultados.
----------------------------------	---

#### Quadro 4 – Governança como Estrutura de Poder

Fonte: Adaptado de Rossetti e Andrade (2012, p.139)

#### 4) A Governança como Sistema Normativo:

Mathiesen (2002)	A Governança corporativa é um campo de investigação focado em como monitorar as corporações, através de mecanismos normativos, definidos em estatutos legais, termos contratuais e estruturas organizacionais que conduzem ao gerenciamento eficaz das organizações traduzidas por uma taxa competitiva de retorno.
Cadbury (1999)	A governança corporativa é expressa por um sistema de valores que rege as organizações, em sua rede de relações internas e externas. Ela, então, reflete os padrões da companhia, os quais, por sua vez, refletem os padrões de comportamento da sociedade.
Claessens e Fan (1996)	A governança corporativa diz respeito a padrões de comportamento que conduzem à eficiência, ao crescimento e ao tratamento dado aos acionistas e a outras partes interessadas, tendo por base princípios definidos pela ética aplicada à gestão de negócios.

#### Quadro 5 – Governança como Sistema Normativo

Fonte: Adaptado de Rossetti e Andrade (2012, p.140)

Portanto, pode-se definir a governança como um conjunto de princípios, propósitos, processos e práticas que regem o sistema de gestão das corporações, buscando maximizar os resultados e riqueza dos *stakeholders*, mitigando oportunismos e conflitos. Para esta operação, as dimensões da governança são representadas pelos 8P's: propriedade, princípios, propósitos, papéis, poder, práticas, pessoas e perpetuidade. As sínteses conceituais para os 8P's são:

1. Propriedade: É o regime legal da constituição da companhia; é o atributo que diferencia as razões de existência e as diretrizes da governança e na estrutura funcional e organizativa da sociedade.

2. Princípios: São as bases éticas da governança; são os códigos de conduta que devem orientar as diretrizes e políticas corporativas.

3. Propósitos: Nesta dimensão são definidos os objetivos de retorno em longo prazo do investimento alocado na sociedade e as expectativas de maximização e otimização de resultado pelos acionistas.

4. Papéis: Definem as atribuições e responsabilidades de cada ator do processo de governança (proprietários, conselheiros, gestores e etc.).

5. Poder: Estabelece a estrutura de poder no interior das corporações, com definição de responsabilidades, constituição da estrutura, bem como, relação dos órgãos de gestão, com definição dos resultados esperados ou acordados dentro do sistema de governança.

6. Práticas: Visam o estabelecimento dos canais de informação, de tomada de decisão e acompanhamento das ações decorrentes delegadas pelos acionistas e seus conselhos.

7. Pessoas: Elementos-chave dos sistemas de governança; são os condutores da operação, dos processos e das práticas de governança numa organização.

8. Perpetuidade: É definida como objetivo de qualquer companhia; é a sustentação de todo sistema de governança e a continuidade da vida de uma organização.

No desenvolvimento da governança corporativa são encontrados quatro marcos fundamentais na construção das boas práticas. Robert Monks, na segunda metade dos anos 80 mudou os estudos de governança nos Estados Unidos ao questionar em seus estudos os conflitos de agência, o aperfeiçoamento das práticas e os direitos dos acionistas junto às empresas.

O Relatório Cadbury, divulgado em dezembro de 1992, apresentou os princípios de prestação de contas, transparência e responsabilidade dos gestores junto aos seus acionistas, conselheiros e corpo diretivo das organizações. Os termos de referência indicados pelo relatório foram: a constituição e papel dos conselheiros; a responsabilidade de conselheiros e executivos na divulgação e apresentação das informações do desempenho da organização aos acionistas; a responsabilidade e atribuições dos auditores e, por final, a ligação entre acionistas, conselho e auditores.

O terceiro marco da governança corporativa foi o estabelecimento da OCDE (*Organization for Economic Co-operation and Development*) em meados dos anos

90. A OCDE congregava os 30 países industrializados mais desenvolvidos do mundo e, em maio de 1990, concluiu e apresentou os seus Princípios da Governança Corporativa (*Principles of Corporate Governance*) que se tornaram referência internacional com as orientações para:

- a) Enquadramento das empresas.
- b) Direito dos *shareholders*.
- c) Tratamento equânime dos *shareholders*.
- d) Direito dos outros *stakeholders*.
- e) Divulgação e transparência.
- f) Responsabilidade do conselho de administração.
- g) Gestão de riscos.
- h) Avaliação da governança.

Por final, o último marco foi à introdução da Lei Sarbanes-Oxley (SOX), sancionada nos Estados Unidos em 2002. Pela lei, todas as empresas americanas de capital aberto, bem como, as empresas internacionais que atuassem no mercado de capital americano, tinham que aderir às normas que definiam valores e responsabilidades no tocante a: 1) *compliance* e conformidade legal; 2) *accountability*, prestação responsável de contas; 3) *disclosure*, mais transparência e 4) *fairness*, senso de justiça.

A partir destes quatro grandes marcos e das crises econômicas mundiais, as empresas de *rating* internacionais evidenciaram em suas classificações, a importância às práticas de governança universalmente recomendáveis. Como não existe um modelo único e de governança corporativa, o desenvolvimento das boas práticas de governança, aliadas às realidades culturais e de mercado, foram constituídos alguns modelos. Estes modelos, ora apresentados, são resultantes do ambiente cultural, legal e institucional de cada país: Modelo Anglo-Saxônico; Modelo Alemão; Modelo Japonês e Modelo Latino-Europeu.

O modelo anglo-saxônico é praticado nos países do Reino Unido e nos Estados Unidos; é caracterizado pelo modelo orientado aos acionistas, com um controle acionário bem pulverizado e com clara separação dos papéis dos acionistas e gestores, com forte proteção jurídica aos acionistas minoritários e com presença nos conselhos de administração. O modelo atua com foco nos direitos dos acionistas

e são atentos ao objetivo de maximizar o valor da companhia e oferecer retorno dos investimentos, sendo as empresas fortemente financiadas pelo mercado de capital.

Já o modelo alemão é orientado para os *stakeholders*, ou seja, uma forte busca por maior equilíbrio de interesses (acionistas, credores, empregados e demais partes interessadas) e com gestão colegiada e conselhos divididos entre as funções de gestão e supervisão. Os agentes de financiamento são os bancos, que acabam exercendo “uma função” de controle sobre as diretrizes de médio prazo.

O modelo japonês tem algumas características do modelo alemão, por ser concentrado em grandes grupos empresariais e com alto grau de financiamento bancário, permitindo, assim, uma gestão colegiada entre os acionistas e credores. A concentração dos negócios em grandes conglomerados empresariais permite participações cruzadas e com gestão compartilhada, cooperação e sobreposição dos objetivos corporativos. Os países asiáticos em desenvolvimento, mais conhecidos como “tigres asiáticos” (Hong Kong, Coreia do Sul, Singapura e Taiwan), seguem um modelo de governança mais próximo dos países ocidentais, por atuarem como economias exportadoras e por precisarem seguir normas internacionais de comercialização e financiamentos; o alinhamento com as boas práticas de governança ocidental permitem aos acionistas e não controladores, melhor monitoramento e estratégia do negócio.

Embora a economia latina seja proveniente da mesma origem, a constituição e ampliação dos negócios ocorrem por influência cultural; pode-se definir e subdividir os modelos latinos de governança, em modelos europeus e americanos. No modelo latino-europeu (França, Itália, Portugal e Espanha) há uma grande concentração de corporações e com Conselhos exercendo mais funções consultivas e estas podem estar sobrepostas à administração do negócio (pelas suas origens familiares ou grupos consorciados). Igualmente, pela expansão geográfica dos negócios e a necessidade de abertura de capital para custear os novos investimentos, este modelo vem apresentando modificações e se abrindo à presença de membros externos e independentes nos órgãos de gestão.

O modelo latino-americano é modelo com alta evolução, introduzida pelo mercado de capitais e financeiros (agentes financeiros) que exigem maior transparência, integridade, qualidade das informações com prevalência dos interesses dos acionistas. A gestão é exercida pelos acionistas majoritários em conflito com os minoritários e num ambiente regulatório em transição. Neste

processo de transição, percebe-se o alinhamento com as recomendações da OCDE nos seguintes tópicos: a) proteção aos interesses dos minoritários; b) garantia do processo de *tag along*; c) divulgação da estrutura societária e do processo de gestão; d) ampliação do acesso ao mercado de capitais e f) emissão de relatórios sociais e ambientais mais transparentes.

Rossetti e Andrade (2012) apresentam um quadro comparativo dos modelos de governança corporativa.

Características Definidoras	Modelo Anglo-Saxônico	Modelo Alemão	Modelo Japonês	Modelo Latino-Europeu	Modelo Latino-Americano
Financiamento Predominante	Ações	Dívida	Dívida	Indefinida	Dívida
Propriedade e Controle	Dispersão	Concentração	Concentração com cruzamentos	Concentração	Familiar concentrado
Propriedade e Gestão	Separadas	Sobrepostas	Sobrepostas	Sobrepostas	Sobrepostas
Conflitos de Agência	Acionistas - Direção	Credores - Acionistas	Credores - Acionistas	Majoritários - Minoritários	Majoritários - Minoritários
Proteção Legal e Minoritários	Forte	Baixa Ênfase	Baixa Ênfase	Fraca	Fraca
Conselhos de Administração	Atuantes, foco em direitos	Atuantes, foco em operações	Atuantes, foco em estratégia	Pressões para maior eficácia	Vínculos com gestão
Liquidez da Participação Acionária	Muito Alta	Baixa	Em Evolução	Baixa	Especulativa e oscilante
Forças de Controle mais Atraentes	Externas	Internas	Internas	Internas migrante para externas	Internas
Governança Corporativa	Estabelecidas	Adesão crescente	Ênfase crescente	Ênfase em alta	Embrionária
Abrangência dos Modelos de Governança Corporativa	Baixa	Alta	Alta	Mediana	Em transição

### Quadro 6 – Modelos de Governança Corporativa

Fonte: Adaptado de Rossetti e Andrade (2012, p. 344)

## 2.3. Governança Corporativa no Brasil

Até a década de 40, as empresas brasileiras eram de origens familiares e provenientes dos negócios ligados à agricultura com seu fluxo junto ao comércio exterior, ou seja, economia voltada aos produtos agrícolas. Neste período, a constituição dos Conselhos de Administração era opcional para as sociedades anônimas. Com a “crise do crack” da bolsa de Nova York, em 1929, iniciou-se o

processo de industrialização e a migração do capital estrangeiro para o Brasil, por meio da abertura de novos investimentos em plantas industriais.

Com a grande expansão do processo industrial brasileiro houve a necessidade do capital investidor efetuar uma melhor gestão, bem como o acompanhamento dos negócios, com a introdução do Decreto Lei nº. 2.627, de 26 de setembro de 1940. O Conselho de Administração passou a ser a ferramenta de governança e gestão utilizada nas subsidiárias dos grupos transnacionais que se estabeleciam no país.

Nesta época, aos diretores e aos sócios cabia a atribuição das deliberações mais estratégicas e o monitoramento da administração diária, através de reuniões ou assembleias. Não havia obrigatoriedade de reuniões regulares e estes tinham posturas mais passivas. A atuação era um espelho da vontade dos sócios controladores e eram ratificadores dos atos da diretoria executiva.

O mercado de capitais brasileiro começou a se desenvolver com: - a aprovação da Lei da Reforma Bancária, criando o Conselho Monetário e o Banco Central, por meio da Lei nº. 4.595, de 31 de dezembro de 1964; - aprovação da primeira lei de Mercado de Capitais para regular o lançamento de Valores Mobiliários – Lei nº. 4.728, de 14 de julho de 1965; - a criação da Comissão Brasileira de Valores Mobiliários, Lei nº. 6.385, de 07 de dezembro de 1976 e, somente pela Lei nº. 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (Lei das Sociedades por Ações), se introduziu a indicação do sistema de administração para as companhias de capital aberto e de forma opcional para as sociedades limitadas.

A abertura da economia brasileira na década de 90; o processo de privatizações das companhias de infraestrutura; o alinhamento das grandes transformações mundiais; a migração do capital estrangeiro como fonte de capitalização; o crescimento do mercado de capital são as forças que desenvolveram os modelos e processo de governança corporativa no Brasil.

Segundo estudos levantados das pesquisas realizadas no Brasil – pelo IBGC (2001), pela *Mckinsey&Company* e *Korn Ferry International* (2001) – Silveira (2005) traçou um modelo geral de Governança Corporativa para as companhias abertas no Brasil, com as seguintes características:

a) Estrutura com forte concentração das ações com direito a voto (ordinárias) e alto índice de emissão de ações sem direito a voto (preferencial).

b) Empresas com controle familiar ou compartilhado por alguns investidores alinhados, por meio de acordo de acionistas para resolução das questões relevantes.

c) Presença de acionistas minoritários poucos ativos.

d) Alta sobreposição entre propriedade e gestão, com os membros do conselho representando os interesses dos acionistas controladores.

e) Pouca clareza na divisão dos papéis entre conselho e diretoria, principalmente nas empresas familiares.

f) Escassez de conselheiros profissionais no Conselho de Administração.

g) Remuneração dos conselheiros como fator pouco relevante.

h) Estrutura informal do conselho de administração com ausência de comitês para tratamento de questões específicas, como auditoria ou sucessão.

Contudo, as alterações macroeconômicas dos anos 90 – aliadas à abertura de mercado e fim das reservas de mercado; processo de privatização; crescimento da profissionalização das empresas familiares; ampliação de novos marcos regulatórios com direção mais liberalizantes – resultaram em algumas iniciativas institucionais e governamentais para assegurar a melhoria das práticas de governança corporativa das empresas brasileiras.

Em 1995, foi fundado o Instituto Brasileiro de Conselheiros de Administração (IBCA) como a primeira organização não governamental (ONG) iniciando as discussões sobre os temas de governança no país. Em 1999, o IBCA passou a se denominar Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) e, desde a sua criação, tem introduzido publicações e cadernos orientativos ligados às melhores práticas administradoras, tais como: O Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa (que se encontra na 4ª edição); Modelo de Regimento Interno do Conselho de Administração (CA); Caderno de Boas Práticas para Reuniões de Conselho de Administração; e outras publicações de apoio à governança corporativa que dão suporte aos acionistas e administradores das sociedades para as melhores práticas de gestão.

Um estudo apresentado pelo Banco Mundial (BM) em conjunto com a consultoria McKinsey (em 2000) – sobre a disposição dos acionistas a pagarem um prêmio substancial pelas ações de empresas que apresentavam relatórios e prestação de contas com mais transparência – aliados a outros estudos

apresentados pela *International Finance Corporation* (IFC), braço financeiro do Banco Mundial e a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) com objetivos de padronização do tema de Governança Corporativa, provocaram várias iniciativas no Brasil para regulamentação e recomendações para elevar o padrão de governança corporativa. (DELOITTE, 2011).

A governança corporativa no Brasil ganhou nova dimensão com o lançamento, pela Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA), dos novos segmentos de mercado com a adoção voluntária de práticas de governança corporativa e *disclosure* de informações. Estes novos segmentos de listagem foram denominados como: Novo Mercado, Nível 1, Nível 2 de Governança Corporativa.

A listagem das empresas listadas no segmento do Novo Mercado segue um elevado padrão de Governança Corporativa, na qual só podem emitir ações com direito de voto, as chamadas ações ordinárias (ON). As regras relacionadas à estrutura de governança e aos direitos dos acionistas do Novo Mercado são:

- O capital deve ser composto exclusivamente por ações ordinárias com direito a voto.
- No caso de venda do controle, todos os acionistas têm direito a vender suas ações pelo mesmo preço (*tag along* de 100%).
- Em caso de deslistagem ou cancelamento do contrato com a BMF&BOVESPA, a empresa deverá fazer oferta pública para recompensar as ações de todos os acionistas no mínimo pelo valor econômico;
- O Conselho de Administração deve ser composto por no mínimo cinco membros, sendo 20% dos conselhos independentes e o mandato máximo de dois anos.
- A companhia também se compromete a manter no mínimo 25% das ações em circulação (*free float*).
- Divulgação de dados financeiros mais completos, incluindo relatórios trimestrais com demonstração de fluxo de caixa e relatórios consolidados revisados por um auditor independente.
- A empresa deverá disponibilizar relatórios financeiros anuais em um padrão internacionalmente aceitos.
- Necessidade de divulgar mensalmente as negociações com valores mobiliários da companhia pelos diretores, executivos e acionistas controladores. (BMF&BOVESPA, 2013).

A BOVESPA (2000) assim define como práticas diferenciadas de Governança Corporativa.

Um conjunto de normas de conduta para as empresas, administradores e controladores consideradas importantes para uma boa valorização das ações e outros ativos emitidos pela companhia. A adesão a essas práticas distingue a companhia como Nível 1 ou Nível 2, dependendo do grau de compromisso assumido pela empresa.

As companhias Nível 1 se comprometem, principalmente, com melhorias na prestação de informações ao mercado e com a dispersão acionária. Assim, as principais práticas agrupadas são:

- Manutenção em circulação de uma parcela mínima de ações, representando 25% do capital.
- Realização de ofertas públicas de colocação de ações por meio de mecanismos que favoreçam a dispersão de capital.
- Melhoria nas informações prestadas trimestralmente, entre as quais a exigência de consolidação e revisão especial.
- Cumprimento de regras de *disclosure* em operações envolvendo ativos de emissão da companhia por parte de acionistas controladores ou administradores da empresa.
- Divulgação de acordos de acionistas e programas de *stock options*.
- Disponibilização de um calendário anual de eventos corporativos.
- Disponibilização dos demonstrativos financeiros em padrão internacional (IFRS ou USGAAP). (BMF&BOVESPA, 2009).

Para a classificação com companhia Nível 2, além da aceitação das obrigações contidas no Nível 1, a empresa e seus controladores adotam um conjunto bem mais amplo de práticas de governança e de direitos adicionais para os acionistas minoritários. Estes critérios são os seguintes:

- Mandato unificado de 01 ano para todo o Conselho de Administração.
- Disponibilização dos demonstrativos financeiros em padrão internacional.
- Extensão para todos os acionistas detentores de ações ordinárias das mesmas condições obtidas pelos controladores quando da venda do controle da companhia e de, no mínimo, 80% deste valor para os detentores de ações preferenciais.
- Direito de voto às ações preferenciais em algumas matérias ou situações críticas, como transformação, incorporação, cisão e fusão da companhia na aprovação de contratos entre a companhia e empresa do mesmo grupo.

- Obrigatoriedade de realização de uma oferta de compra de todas as ações em circulação, pelo valor econômico, nas hipóteses de fechamento do capital ou cancelamento do registro de negociação neste nível.
- Adesão a Câmara de Arbitragem para resolução de conflitos societários. (BMF&BOVESPA, 2009a).

Em 2001 foi alterada a Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 10.303) que introduziu a redução do limite máximo para emissões de ações preferenciais e também introduziu diversos direitos aos acionistas não controladores, com destaque para o retorno parcial do direito *tag along* para os minoritários ordinários.

A Comissão de Valores Mobiliários (CVM) lançou em junho de 2002, a cartilha de “Recomendações da CVM sobre Governança Corporativa”. As direções dos novos marcos legais e das recomendações da CVM são:

1. Redução do limite de emissão de ações preferenciais.
2. Maior segurança dos detentores de ações sem direito a voto.
3. Reafirmação das disposições sobre conselhos fiscais e de administração, mantendo-se a obrigatoriedade deste último para as companhias abertas.
4. Reconhecimento legal dos acordos de acionistas, incorporando o poder de controle como objetivo, mas com transparência de suas cláusulas.
5. Consagração do *tag along*, com regras que alcançam todas as ações ordinárias, mas ainda com exclusão das preferenciais, a não ser em condições peculiares.
6. Estimulo a utilização das Câmaras de Arbitragem para soluções de conflitos de agência e de interesses.

Os principais marcos de Governança Corporativa no Brasil podem ser resumidos como mostra o Quadro 7.

Ano	Marcos de Governança no Brasil
1995	Fundado o Instituto Brasileiro de Conselheiros de Administração (IBCA), atual IBGC.
1997	É aprovada a Lei 9.457, reformando a Lei das Sociedades Anônimas original (Lei 6.404/1976). A Lei revoga o <i>Tag Along</i> de 100% para ordinaristas, sendo considerada um retrocesso na questão do direito dos acionistas minoritários.
1999	O Instituto - IBCA - passa a se denominar IBGC (Instituto Brasileiro de Governança Corporativa). Lançado o primeiro código brasileiro sobre governança corporativa, o "Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa", de autoria do IBGC. A CVM lança a Instrução 299, sobre ofertas públicas, e rodízio de auditorias
2000	Em novembro, o IBGC realiza o 1º Congresso Brasileiro de Governança Corporativa, em comemoração ao 5º aniversário do Instituto, com a intenção de divulgar os conceitos e práticas de governança. Em dezembro, a Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) lança oficialmente os segmentos diferenciados de governança corporativa: Nível 1, Nível 2 e Novo Mercado.
2001	A Bovespa cria o Índice de Governança Corporativa (IGC) cujo objetivo é medir o desempenho de uma carteira composta por ações de empresas que apresentem bons níveis de governança. A Lei das SAs é reformada, sendo promulgada a Lei 10.303/2001, apresentando avanços, embora tímidos em relação ao projeto inicial.
2002	Em junho, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) lança sua cartilha sobre governança: "Recomendações da CVM sobre Governança Corporativa", voltada para as companhias abertas. A autarquia lança ainda as instruções 358 e 361 sobre informações relevantes e fechamento branco, respectivamente.
2003	1ª edição do Prêmio IBGC de Monografias. A CVM lança instrução 381 sobre serviços oferecidos pelas auditorias.
2004	Retomada do movimento de ofertas públicas iniciais (IPOs) no Brasil com listagem da Natura no Novo Mercado. A grande maioria das empresas listadas ingressa diretamente no Novo Mercado, segmento mais avançado de governança corporativa da Bovespa. O IBGC lança, em edição revista e ampliada, a 3ª terceira versão do "Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa", abordando de forma didática e detalhada o papel dos diferentes públicos-alvo da governança.
2006	A Bovespa amplia regras para os níveis diferenciados de listagem. Neste mesmo ano, um caso de <i>insider trading</i> ocorrido durante a tentativa pioneira de aquisição hostil da Perdigão pela Sadia causa grande repercussão no mercado, aumentando a atenção do órgão regulador em operações similares.
2008	O IBGC lança a primeira Carta-Diretriz, se posicionando sobre o tema: Independência dos Conselheiros de Administração - Melhores Práticas e o Artigo 118 da Lei das Sociedades Anônimas.
2009	Em iniciativa inédita no Brasil, Usiminas divulga remuneração dos administradores em seu relatório anual de 2008. O IBGC lança a quarta versão do Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa. A CVM lança a instrução 480, nome oficial daquela que ficou conhecida como 'nova 202', referência à principal norma reformada. A 480 revoga 16 instruções, 3 deliberações e altera, de alguma forma, 28 normas de mercado, trazendo como uma das principais mudanças o aumento no nível de informações prestadas pelas companhias.
2010	No dia 1º de janeiro, entram em vigor as Instruções da CVM 480 e 481, com o primeiro ano de uso do Formulário de Referência. Alteradas as regras da Instrução 361, que trata de OPA. Início das discussões sobre o projeto de Lei 6.826/2010, que responsabiliza as empresas por crimes de corrupção. Revisão do regulamento de governança corporativa proposta pela BM&FBovespa.
2011	Promulgada a Lei nº 12.527 - Lei de Acesso à Informação (LAI), importante instrumento de ampliação da transparência e do controle social. Criada a Instrução nº509 que aumenta o prazo de rodízio de auditorias nas empresas que mantiverem Comitê de Auditoria Estatutário.
2012	Realizada a 18ª Conferência Mundial da IGCN no Brasil, quando foram debatidos e questionados os avanços em Governança no País. Aprovada Lei nº 12.683, que alterou a Lei de Lavagem de Dinheiro, trazendo impactos para organizações. Debate no Senado Federal sobre cotas para mulheres nos conselhos de empresas públicas.

### Quadro 7 – Histórico do Desenvolvimento da Governança Corporativa no Brasil

Fonte: Linha do Tempo – IBGC (2013)

Ao sintetizar as características predominantes da governança corporativa praticada no Brasil, tem-se um modelo orientado para os acionistas, com alta concentração da propriedade acionária e fraca proteção legal aos minoritários e, por consequência, com conflitos de agência entre majoritários e minoritários, sobreposição da propriedade-gestão, prevalência interna de controle e as fontes maiores de financiamento são as bancárias; principalmente, é um processo em evolução para modelos mais conformados às melhores práticas.

As práticas de Governança Corporativa no Brasil vêm se desenvolvendo ao longo destes anos, principalmente nas empresas de capital aberto e estão em fase inicial nas empresas de capital fechado (familiares, empresas públicas e estatais, ONGs e no terceiro setor). Silveira (2010) apresenta três frentes de atuação para serem desenvolvidas nos estudos e práticas de Governança no Brasil: i) Educacional: mostrando evidências concretas das vantagens de estar no nível mais avançado de governança como forma de alcançar maior valor de mercado, melhor eficiência operacional e maior chance de sucesso no longo prazo; ii) Institucional: assegurar privilégios concretos de acesso e custo de captação de recursos às empresas pertencentes ao Nível 2 e Novo Mercado; iii) Monitoramento: diminuir a possibilidade de extração de benefícios privados pelos acionistas e controladores.

Ou seja, há firmes evidências de que o Brasil caminha para o aperfeiçoamento do seu sistema de governança, mas, para diminuir a distância entre as melhores práticas mundiais e melhores práticas de Governança Corporativa no Brasil é preciso uma atuação forte em:

1. Aumentar a divulgação da importância e dos benefícios da governança corporativa;
2. Desenvolver mecanismos de recompensa efetiva para as empresas com melhores práticas (e de punição para as empresas com práticas deficientes);
3. Promover maior competição e crescimento econômico, fomentando maior eficiência corporativa e menor margem para as decisões ruins na alta gestão.

Para o desenvolvimento da estratégia empresarial nos mercados cada vez mais competitivos e voláteis, a governança corporativa tem a gestão de riscos como ferramenta fundamental para os administradores suportarem a estratégia empresarial.

### 3. GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS

Logo após uma série de escândalos e quebras de negócios de grande repercussão nos mercados internacionais, pelo grande volume de perdas financeiras a todos *stakeholders*, intensificou-se o foco e a preocupação de como identificar, avaliar e administrar riscos. Dentro das boas práticas de governança corporativa a garantia do equilíbrio entre o risco e o retorno no cumprimento dos objetivos traçados para os acionistas e outras partes interessadas passou a ser uma ferramenta fundamental nas decisões empresariais.

#### 3.1. Riscos e Incertezas: Aspectos Conceituais

De acordo com o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC, 2007, p.11):

O termo risco é proveniente da palavra *risicu* ou *riscu*, em latim, que significa ousar (*to dare*, em inglês). Costuma-se entender 'risco' como possibilidade de 'algo não dar certo', mas seu conceito atual envolve a quantificação e qualificação da incerteza, tanto no que diz respeito às 'perdas' como aos 'ganhos', com relação ao rumo dos acontecimentos planejados, seja por indivíduos, seja por organizações.

Já Bernstein (1997) cita que a origem do termo risco vem do italiano antigo *risicare* cujo significado é ousar, levando à conclusão de que o risco é uma opção e não um destino. Portanto, se o risco é uma escolha, envolvendo uma tomada de decisão, a qual possui consequências importantíssimas para o futuro das instituições, esta deve, então, ser amplamente baseada em critérios coerentes e mensuráveis, o que faz surgir a necessidade de medir o risco e gerenciá-lo.

Baraldi (2011, p.6) afirma que:

Os riscos são elementos incertos e as expectativas que agem constantemente sobre os objetivos e metas, sobre os meios estratégicos e o ambiente e que provocam os desastres financeiros, até mesmo naturais e morais e, por consequência, se bem gerenciados forçam a criatividade, e fazem nascer às oportunidades. Assim, as oportunidades surgem do gerenciamento dos riscos,

principalmente em como vamos nos comportar diante de nossas percepções e ações sobre os riscos que devemos gerenciar em todas as situações da vida.

Charan (2010) descreve que o risco é parte integral da estratégia de qualquer empresa e quando os conselhos reveem a estratégia precisam ser contundentes ao perguntarem ao *Chief Executive Officer* (CEO) quais são os riscos inerentes.

Siqueira (2000) cita Sassatani (1999), quando este afirma que na Economia, não é incomum encontrar o termo risco como sinônimo de incerteza. E, igualmente, cita Machina & Rostchild quando afirmam que o risco pode ser utilizado como sinônimo de incerteza ou informação incompleta.

Contudo, coube ao economista Knight (1972), da Universidade de Chicago, em sua obra intitulada *Risk, Uncertainty and Profit*, traduzida como Risco, Incerteza e Lucro, fazer a distinção entre Risco e Incerteza. Para ele:

A diferença prática entre as duas categorias, risco e incerteza, é que na primeira a distribuição do resultado num grupo de casos é conhecida (quer através do cálculo a priori, quer das estatísticas da experiência passada), enquanto no caso da incerteza isso não ocorre, em geral devido ao fato de que é impossível formar um grupo de casos, porque a situação que se enfrenta é, em alto grau, singular. (KNIGHT, 1972, p.249).

Segundo o referido autor o risco é “incerteza mensurável”, ou seja, uma “falsa incerteza”. Assim, o risco de que um evento ocorra é dado por uma distribuição de probabilidades. Em contrapartida, cita o autor que a incerteza deve ser entendida num sentido radicalmente distinto da familiar “noção de risco, da qual nunca foi convenientemente separada”, uma vez que a “incerteza mensurável, ou risco no sentido próprio do termo, é tão diferente de incerteza não mensurável que, de fato, não é, de modo algum, uma incerteza”.

Em resumo tem-se que: o Risco designa uma situação em que as possibilidades do futuro são conhecidas e a Incerteza se refere a uma situação em que não se conhecem essas possibilidades.

Knight (1972) distingue, portanto, as situações arriscadas, nas quais a distribuição de probabilidades dos casos possíveis não é conhecida, daquelas situações incertas, nas quais nem mesmo os casos possíveis são conhecidos.

Assim, uma incerteza knightiana é, portanto, uma situação em que o futuro não é e nem pode ser conhecido.

Damodaran (2009) pondera que a ênfase no aspecto subjetivo ou objetivo da incerteza e que é abordada por Knight, está mal empregada. No entendimento do autor, embora um risco mensurável tenha mais facilidade de ser coberto, por exemplo, por uma apólice de seguro, a preocupação existe, de fato, como qualquer incerteza, mensurável ou não.

Nesse sentido, como bem aponta Goulart (2003), o risco existe quando há possibilidade de ocorrência de resultados diferentes do esperado, ou seja, pode haver resultados melhores ou piores do que os planejados, embora a tendência seja em focar chances de resultados negativos.

O relatório do *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO, 2007, p.4), traz a seguinte definição sobre riscos e incertezas:

Os eventos podem gerar impacto tanto negativo quanto positivo ou ambos. Os que geram impacto negativo representam riscos que podem impedir a criação de valor ou mesmo destruir o valor existente. Os de impacto positivo podem contrabalançar os de impacto negativo ou podem representar oportunidades, que por sua vez representam a possibilidade de um evento ocorrer e influenciar favoravelmente a realização dos objetivos, apoiando a criação ou a preservação de valor. A direção da organização canaliza as oportunidades para seus processos de elaboração de estratégias ou objetivos, formulando planos que visam ao aproveitamento destes.

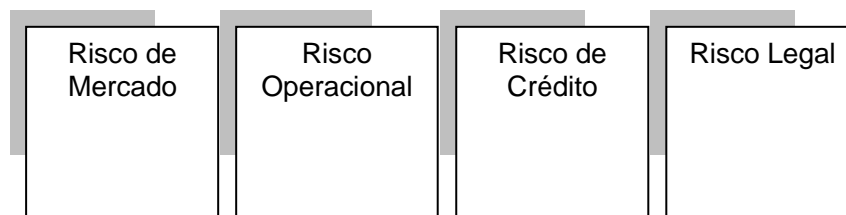
Já o IBGC (2007, p.11), no seu guia sobre Gerenciamento de Riscos Corporativos menciona que:

O risco é inerente a qualquer atividade na vida pessoal, profissional ou nas organizações, e pode envolver perdas, bem como oportunidades. Em Finanças, a relação risco-retorno indica que quanto maior o nível de risco aceito, maior o retorno esperado dos investimentos. Esta relação vale tanto para investimentos financeiros como para os negócios, cujo 'retorno' é determinado pelos dividendos e pelo aumento do valor econômico da organização. Empreender significa buscar um retorno econômico-financeiro adequado ao nível de risco associado à atividade. Ou seja, o risco é inerente à atividade de negócios, na qual a consciência do risco e a capacidade de administrá-lo, aliadas à disposição de correr riscos e de tomar decisões, são elementos-chave. Assumir riscos diferencia empresas líderes, mas também pode levá-las a estrondosos fracassos. O resultado das iniciativas de negócios revela que o risco pode ser gerenciado a fim de subsidiar os administradores na

tomada de decisão, visando a alcançar objetivos e metas dentro do prazo, do custo e das condições preestabelecidas.

### 3.2. Caracterização dos Riscos

Segundo Duarte (1999), os riscos podem ser considerados parte de quatro grandes grupos, como mostra a Figura 2.



**Figura 2 – Grupos de Riscos**

Fonte: Elaborada pelo Autor

O Risco de Mercado depende do comportamento do preço do ativo diante das condições de mercado. Para entender e medir possíveis perdas devido às flutuações do mercado é importante identificar e quantificar o mais corretamente possível as volatilidades e correlações dos fatores que impactam a dinâmica do preço do ativo. O risco de mercado pode ser dividido em quatro grandes áreas: risco do mercado acionário, risco do mercado de câmbio, risco do mercado de juros e risco do mercado de commodities. É possível que alguns instrumentos tenham seus riscos considerados separadamente dentro dessas quatro áreas citadas.

O Risco Operacional está relacionado a possíveis perdas como resultado de sistemas e/ou controles inadequados, falhas de gerenciamento e erros humanos. O risco operacional pode ser dividido em três grandes áreas:

a) Risco organizacional está relacionado com: organização ineficiente, administração inconsistente e sem objetivos de longo prazo bem definidos, fluxo de informações internas e externas deficientes, responsabilidades mal definidas, fraudes, acesso a informações internas por parte de concorrentes, etc.

b) Riscos de operações estão relacionados com problemas como: atualização e operacionalização de sistemas (telefonia, elétrico, computacional,

etc.), processamento e armazenamento de dados passíveis de fraudes e erros, confirmações incorretas ou sem verificação criteriosa, etc.

c) Risco de pessoal está relacionado com problemas como: empregados não qualificados e/ou pouco motivados, personalidade fraca, sem ambição, com estabilidade, e etc.

O Risco de Crédito está relacionado a possíveis perdas quando um dos contratantes não honra seus compromissos. As perdas aqui estão relacionadas aos recursos que não mais serão recebidos. O risco de crédito pode ser dividido em três grupos:

a) Risco do país, como no caso das moratórias de países latino-americanos.

b) Risco político, quando existem restrições ao fluxo livre de capitais entre países, estados, municípios, etc. Este pode ser originário de golpes militares, novas políticas econômicas, resultados de novas eleições, etc.

c) Risco da falta de pagamento, quando uma das partes em um contrato não pode mais honrar seus compromissos assumidos.

O Risco Legal está relacionado a possíveis perdas quando um contrato não pode ser legalmente amparado. Pode se incluir aqui os riscos de perdas por documentação insuficiente, insolvência, ilegalidade, falta de representatividade e/ou autoridade por parte de um negociador, etc.

Já o Relatório COSO (2007) traz outra recomendação para a estrutura de gerenciamento de riscos corporativos que deve ser orientada para alcançar os objetivos de uma organização, bem como, ser estruturada e organizada como mostra o Quadro 8.

<b>Estrutura de Gerenciamento de Riscos Corporativos</b>	
<b>Estratégicos</b>	Metas gerais, alinhadas com o que suportem à sua missão.
<b>Operação</b>	Utilização eficaz e eficiente dos recursos
<b>Comunicação</b>	Confiabilidade de relatórios
<b>Conformidade</b>	Cumprimento de leis e regulamentos aplicáveis.

**Quadro 8 – Estrutura de Gerenciamento de Riscos Corporativos**

Fonte: Adaptado de COSO (2007)

O entendimento sobre risco foi evoluindo ao longo das décadas, abrindo espaço para o surgimento de novas abordagens cada vez mais sintonizadas com a nova realidade dos negócios.

Hoje em dia se fala em risco de mercado, risco de liquidez, risco de crédito, risco legal, risco de *compliance*, risco operacional, risco estratégico, risco de reputação ou de imagem, risco do negócio, etc. É importante ressaltar que muitas decisões tomadas rotineiramente no mundo dos negócios como, por exemplo, entrada em novos mercados, lançamento de novos produtos e mesmo a aquisição de concorrentes, possuem natureza estratégica e envolve uma série de riscos que usualmente não são considerados; os tipos de risco podem ser categorizados de acordo com suas naturezas, podendo ser definidas e apresentadas como: estratégicos, operacionais ou ainda financeiros. Tais riscos podem ser impactados por eventos externos ou internos: os riscos externos são as ocorrências associadas ao ambiente macroeconômico, político, social, natural ou setorial em que a organização opera; já os riscos internos são aqueles originados pela estrutura interna da organização que podem ser pelos processos produtivos e de gestão, pessoal (quadro, políticas e procedimentos) ou pelo ambiente tecnológico.

### **3.3. Tipos de Riscos**

#### **3.3.1. Riscos Estratégicos**

Os riscos estratégicos tem uma literatura muito limitada quando comparada à literatura sobre os outros tipos de risco, como bem atestam Schmit e Chao (2010). Encontram-se temas de estratégia de riscos, descritas comumente em riscos operacionais, de mercado ou outros afins; não existe um consenso ou um entendimento mais disseminado sobre as definições e interpretações, como acontece, por exemplo, quando se trata dos riscos financeiros.

De acordo com Marshall (2002) citado por Coimbra (2011) os riscos estratégicos são os riscos relacionados à interrupção do negócio; lançamento de novos produtos; entrada em novos mercados; demanda por produtos e serviços; ação de concorrentes e clientes; movimentos de fusão e aquisição e mudanças

tecnológicas e ambientais de longo prazo, com poder para afetar o modo como uma empresa adiciona valor a seus *stakeholders*.

Os riscos estratégicos são: “um conjunto de tendências e eventos externos capazes de devastar a trajetória de crescimento das empresas e, também, o valor para o acionista”, conforme descrito por Slywotzky e Drzik (2005, p.780).

O IBGC (2007, p.18), no Guia de Orientação para Gerenciamento de Riscos Corporativos, na mesma linha, define que “os riscos estratégicos estão associados à tomada de decisão da alta administração e podem gerar perda substancial no valor econômico da organização”.

Para Coimbra (2007, p.28), os riscos estratégicos encontram-se nas mudanças do ambiente, “as quais podem ocorrer por meio do surgimento de uma nova tecnologia, movimentos na arena competitiva, exigências regulatórias, alterações nos hábitos dos clientes, entre outros”. Contudo, estão igualmente presentes nas tomadas de decisão, como a saída de um mercado ou o lançamento de um produto.

Coltro (2000), por sua vez, lembra no estudo de riscos estratégicos, dos riscos políticos relacionados à expropriação, riscos advindos de disputas étnicas, raciais, civis, religiosas ou tribais, levando à instabilidade no ambiente institucional e na governabilidade de um país.

Com base no estudo *Disarming the Value Killers*, realizado pela Deloitte (2005), o risco estratégico foi o principal causador da perda de valor das ações do grupo de cem empresas, em um universo formado pelas mil maiores empresas do mundo, que registraram as maiores quedas nas cotações de suas ações, ao longo do decênio 1994-2004.

Os autores supramencionados defendem que, de modo geral, os riscos estratégicos não são adequadamente compreendidos e, conseqüentemente, são inapropriadamente gerenciados.

A partir das ideias e conceitos apresentados, pode-se considerar que os riscos estratégicos originam-se a partir de alterações em fatores ambientais, quer sejam econômicos, políticos, legais, sociais, tecnológicos, da ação de concorrentes e de clientes, bem como, a partir de decisões estratégicas.

O risco estratégico pode ser conceituado como consequência de decisões estratégicas equivocadas ou de situações nas quais a implantação da estratégia é complexa ou inviável. Os riscos estratégicos incluem os riscos: político e de

regulamentação. Estes riscos são os principais focos a serem estudadas por esta dissertação.

### 3.3.2. Riscos Operacionais

No Guia de Orientação de Gerenciamento de Riscos Corporativos do IBGC (2007), os riscos operacionais estão associados à possibilidade de ocorrência de perdas (de produção, ativos, clientes, receitas) resultantes de falhas, deficiências ou inadequação de processos internos, pessoas e sistemas, assim como de eventos externos como catástrofes naturais, fraudes, greves e atos terroristas.

King (2001, p.7) define risco operacional “como uma medida do relacionamento entre as atividades de negócio de uma empresa e a variação em seus resultados”. Laycock (1998) descreve que o risco operacional está vinculado com a probabilidade de flutuações não planejadas nos resultados ou no fluxo de caixa de uma empresa, causadas por efeitos atribuídos à clientes, controles inadequados, falhas de sistemas e eventos não gerenciáveis.

Os problemas relacionados a riscos operacionais decorrem pela inadequada atenção destinada aos processos ou sistemas ou porque as pessoas falham no desempenho de suas atividades ou então suas atribuições são mal especificadas, conforme descreve Culp (2001).

Jorion (1998) indica que os riscos operacionais:

Referem-se às perdas potenciais resultantes de sistemas inadequados, má administração, controles defeituosos ou falha humana, a qual inclui o risco de execução, correspondente a situações em que as operações não são executadas, resultando em atrasos ou em penalidades; o risco de execução relaciona-se a qualquer problema nas operações de *back-office*, relativas ao registro de transações e à reconciliação de operações. Também incluem fraude e a necessidade de proteger os sistemas contra acesso não autorizado e violações. Outros exemplos são falhas de sistema, prejuízos oriundos de desastres naturais ou acidentes envolvendo pessoas importantes. (JORION, 1998 apud COIMBRA, 2011, p.35).

Embora a definição do *Bank of International Settlements* (BIS, 2005) seja voltada às instituições financeiras, esta se destaca em relação às demais, em virtude

de indicar os fatores originadores do risco que são: os processos internos à organização, as pessoas (fraude, erro ou negligência, ausência de qualificação e conduta antiética), a tecnologia (falhas de hardware, software, instalações, sistemas de energia e comunicações) e os eventos externos (como ataques terroristas e fenômenos da natureza).

Outra definição do mercado financeiro tem base na Resolução nº. 3.380, do Conselho Monetário Nacional (CMN), divulgada em 29 de junho de 2006 pelo Banco Central do Brasil (BCB, 2006), na qual houve a ratificação da conceituação exposta nos dois parágrafos anteriores. Do mesmo modo, foi apresentado o significado para risco legal, ao evidenciar que tal risco, incluído no risco operacional, está associado à inadequação ou deficiência em contratos firmados pela instituição, bem como a sanções em razão de descumprimento de dispositivos legais e indenizações por danos a terceiros decorrentes das atividades desenvolvidas pela instituição (BCB, 2006).

O chamado risco de *compliance* ou risco de regulamentação, ou ainda, risco regulatório, também é um tipo de risco operacional. É definido pelo BIS (2005) como:

O risco de sanções legais ou regulatórias, perdas financeiras ou danos à reputação que um banco pode sofrer como resultados de uma falha em cumprir leis, regulamentos, normas internas e códigos de conduta aplicáveis às atividades bancárias.

O Relatório do COSO (2007), apresenta que os riscos operacionais são aqueles que impactam os objetivos ligados à:

- Concorrência, suprimentos, clientes.
- Legais e regulatórios.
- Contratuais.
- Tecnologia da Informação.
- Financeiro e operações cambiais.
- Fraudes contábeis e fiscais.
- Meio Ambiente.
- Marcas, imagem e reputação.
- Segurança patrimonial e pessoal.

Diferentes tipos de risco surgem quando as empresas desempenham suas atividades de negócio; os citados riscos operacionais estão relacionados com pessoas, processos e tecnologia. Podem ocorrer quando há funcionamento inadequado ou insatisfatório dos sistemas de informática, causando erros de registros, ausência de dados e informações, atrasos de processamento, erros de contabilização e consolidação, geração de relatórios não confiáveis e panes em sistemas críticos da organização.

Outro foco de risco operacional é a ação humana, seja por falta de atenção, desqualificação ou desvio de conduta; um sistema efetivo de controles internos é primordial para evitar ou minimizar fraudes e erros. Processos internos inadequados, ou ainda mal desenhados, podem ter graves consequências, como desperdício de tempo e recursos devido a retrabalhos, defeitos de fabricação, contaminação na produção de alimentos, entre diversos outros.

Verifica-se uma forte tendência de crescimento do risco operacional, uma vez que os sofisticados modelos de gestão de risco de crédito e de risco de mercado reduzem as exposições originais das áreas de crédito e de tesouraria, deslocando o foco de risco para as questões de tecnologia, pessoas e processos.

Apesar de sua extrema importância, os riscos operacionais passaram a receber atenção apenas nos últimos anos, muito provavelmente devido aos avanços tecnológicos, a consequente dependência das empresas com relação aos sistemas de informática e ao aumento da incerteza num mundo globalizado.

Muitas organizações têm preparado planos de mitigação para o denominado *risk recovery* (recuperação de risco), nos quais as empresas desenvolvem estratégias de conduzir as suas atividades operacionais. Os danos que mais tem chamado à atenção nestes planos são aqueles para acessar a infraestrutura de produção (máquinas e equipamentos), de tecnologia da informação (sistemas), as instalações físicas (acesso dos trabalhadores e condições de produção) e de clientes (comunicação clara e objetiva, visando a sua manutenção e fidelização).

Outro risco operacional que vem ganhando importância fundamental para o desenvolvimento das empresas é o risco ambiental. A análise do risco ambiental tem, pelo menos, 02 (duas) óticas que impactam o negócio: 1) Risco Ecológicos: são aqueles que alteram os ecossistemas (fauna e flora) por contaminação química (solo, água ou ar), por alteração da biodiversidade ou por outros recursos naturais; 2) Riscos de Segurança e Processo: são aqueles que visam a preservação da saúde

e integridade do trabalhador quanto a agentes químicos (gases, vapores, poeira, fumaça e etc.), físicos (ruído, vibrações, temperaturas e radiações) e biológicos (bactérias, fungos, vírus e etc.) no ambiente de trabalho.

Por final, um risco operacional que ainda é pouco analisado e estudado é o gerenciamento de mudanças (denominado como *change management*). Para este risco se faz necessário a constituição de um comitê para planejar as atividades, acompanhar os gestores na sua execução e, principalmente, comunicar de forma correta os *stakeholders* de todas as mudanças que estão incorrendo.

### **3.3.3. Riscos Financeiros**

O risco financeiro é o primeiro risco a ser estudado e quantificado cientificamente pelo mundo acadêmico. Diferentemente dos demais tipos de riscos, parece haver consenso ou pelo menos uma disseminação do entendimento dos tipos de riscos financeiros.

O risco financeiro foi o primeiro risco a estudado no meio acadêmico, pela importância da gestão deste tipo de risco junto às instituições financeiras (estimulada em grande parte pela atuação dos órgãos reguladores). Os conceitos estudados e desenvolvidos por estas teses alcançaram outros setores, uma vez que as organizações não-financeiras também estão sujeitas a estes riscos na condução dos seus negócios e seus principais instrumentos de proteção estão vinculados ao mercado financeiro.

Segundo o Guia de Orientação para o Gerenciamento de Riscos Corporativos (IBGC, 2007), os riscos financeiros são aqueles associados à exposição das operações financeiras das organizações, podendo ser divididos em mercado, crédito e liquidez. É o risco de que os fluxos de caixa não sejam administrados efetivamente para maximizar a geração de caixa operacional, gerenciar os riscos e retornos específicos das transações financeiras e captar e aplicar recursos financeiros de acordo com as políticas estabelecidas. São ocorrências tais como a administração financeira inadequada, que conduz a endividamento elevado, podendo causar prejuízo frente à exposição cambial ou

aumentos nas taxas de juros, etc. Incluem-se neste grupo operações no mercado de derivativos de commodities.

Duarte (2003) apresenta entendimento semelhante ao conceituar risco de mercado como uma medida da incerteza, relacionada aos retornos esperados em decorrência de variações em fatores de mercado como taxas de juros, taxas de câmbio, preços de ações e commodities.

Crouhy, Galai e Mark (2004) convergem ao esclarecer que o risco de liquidez pode ser decomposto em dois tipos, estreitamente relacionados: - risco de financiamento de liquidez, o qual corresponde à capacidade de uma instituição financeira de levantar o caixa necessário para rolar sua dívida, para atender exigências de caixa, margem e garantias das contrapartes; - risco de liquidez relacionado às negociações, que é o risco de uma instituição não ser capaz de executar uma transação ao preço de mercado devido à falta, temporariamente, de interesse de outras partes. Caso a transação não possa ser adiada, sua concretização levará a perdas financeiras.

Marshall (2002) conceitua que o risco de crédito é o risco de perda devido a uma mudança na capacidade da contraparte em cumprir com suas obrigações contratuais. Ele comenta que o risco de crédito inclui o risco de perda pela inadimplência de uma contraparte e também o risco de que a classificação dos títulos de crédito de um emissor seja rebaixada por causa da deterioração de suas condições financeiras.

O risco de crédito é definido como a possibilidade de ocorrência de perdas associadas ao não cumprimento pelo tomador ou contraparte de suas respectivas obrigações financeiras nos termos pactuados; à desvalorização de contrato de crédito decorrente da deterioração na classificação de risco do tomador; à redução de ganhos ou remunerações; às vantagens concedidas na renegociação; aos custos de recuperação. (BCB, 2009).

A definição apresentada no parágrafo supracitado e divulgada pelo BCB por meio da Resolução nº. 3.721 do CMN, de 30 de abril de 2009, compreende:

- I. o risco da contraparte, entendido como a possibilidade de não cumprimento de obrigações relativas à liquidação de operações que envolvam a negociação de ativos financeiros, incluindo aquelas relativas à liquidação de instrumentos financeiros derivativos;
- II. o risco país, isto é, a possibilidade de perdas associadas ao não cumprimento de obrigações financeiras nos termos acordados por

tomador ou contraparte localizada fora do país, em decorrência de ações realizadas pelo governo do país onde localizado o tomador ou contraparte, e o risco de transferência, conceituado como a possibilidade de ocorrência de entraves na conversão cambial dos valores recebidos;

- III. a possibilidade da realização de desembolsos para honrar avais, fianças, coobrigações, compromissos de crédito ou outras operações de natureza semelhante; e
- IV. a possibilidade de perdas associadas ao não cumprimento de obrigações financeiras nos termos combinados por parte intermediadora ou conveniente de operações de crédito.

Meulbroek (2002) argumenta que na gestão integrada de riscos, devem ser considerados todos os riscos relevantes da organização, apontando que o processo de gestão de risco é influenciado e deve ser orientado pela estratégia da organização, bem como, por todo o conjunto das atividades nela desempenhadas.

Barton et al. (2002), por sua vez, afirmam que no escopo da gestão de riscos devem ser considerados todos os riscos, internos e externos, que possam impedir uma organização de atingir seus objetivos. A gestão integrada de riscos significa uma abordagem estruturada para alinhar estratégia, processos, pessoas, tecnologia e conhecimento organizacional com a finalidade de gerenciar os riscos que surgem na medida em que se busca o cumprimento dos objetivos.

Damodaran (2009) menciona que para gerenciar riscos é necessário, inicialmente, entender os riscos ao qual uma organização está exposta. Portanto, deve-se definir um perfil de riscos, por meio de um exame tanto dos riscos mais imediatos como dos riscos que possam ter efeitos mais indiretos.

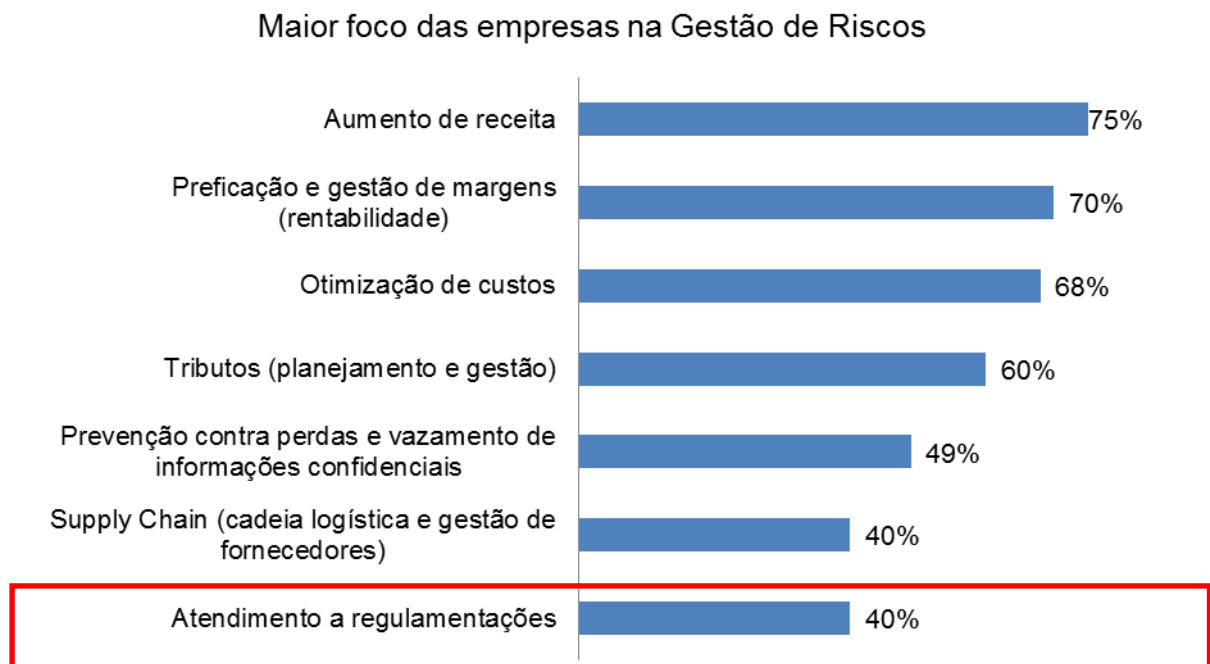
Charan (2005), ao defender que muitos são os riscos a serem considerados, não se limitando aos financeiros, assinala que a lista de possibilidades é longa: guerras, questões ambientais, deterioração do setor dos principais clientes.

McCarthy e Flynn (2004), ao discutirem os benefícios que podem ser obtidos com a adoção do *Enterprise Risk Management* (ERM), apontaram os seguintes benefícios:

- a. alinhar a estratégia de negócios com o apetite a risco;
- b. relacionar o crescimento da organização com os aspectos de risco e retorno;
- c. aperfeiçoar as decisões de resposta aos riscos;

- d. reduzir tanto as perdas como as surpresas ligadas aos riscos operacionais;
- e. identificar e gerenciar os riscos que alcançam toda a organização;
- f. integrar as respostas a múltiplos riscos;
- g. melhorar a identificação de oportunidades e as respectivas respostas;
- h. aprimorar a utilização de capital.

Em pesquisa denominada “Inteligência em Gestão de Riscos: Dois estudos e uma abordagem diferenciada para apoiar sua empresa a se preparar melhor para o futuro” e realizada pela Deloitte (2012) foram apresentados os principais focos das empresas brasileiras na gestão de riscos corporativos, como mostra o Gráfico 2.



**Gráfico 2 – Principais Focos das Empresas na Gestão de Riscos**

Fonte: Adaptado de Deloitte (2012)

Segundo o Guia de Orientação para Gerenciamento de Riscos Corporativos (IBGC, 2007, p. 12), com a implementação do gerenciamento de riscos corporativos, podem ocorrer diversos benefícios para as organizações, buscando um balanceamento ótimo entre desempenho, retorno e riscos associados:

- a) preservação e aumento do valor da organização, mediante a redução da probabilidade e/ou impacto de eventos de perda, aliada à redução do custo de capital, resultante da menor percepção de risco por parte de financiadores, seguradoras e dos *stakeholders* em geral;
- b) promoção de maior transparência, ao informar aos investidores e ao público em geral os riscos aos quais a organização está sujeita e as políticas adotadas para sua mitigação;
- c) melhoria nos padrões de governança, a partir da explicitação do perfil de riscos adotado, em consonância com o posicionamento dos acionistas e a cultura da organização, além de introduzir uma uniformidade conceitual em todos os níveis da organização, seu conselho de administração e acionistas;
- d) desenho de processos claros para identificar, monitorar e mitigar os riscos relevantes;
- e) aprimoramento do sistema de controles internos para medir, monitorar e gerir os riscos;
- f) melhoria da comunicação entre as áreas da organização;
- g) identificação e priorização dos riscos relevantes (exposição líquida, já considerando os impactos inter-relacionados e integrados a diversos tipos de riscos);
- h) definição de uma metodologia para mensurar e priorizar riscos;
- i) definição e implementação do modelo de governança para gerir a exposição (fóruns de decisão, políticas, processos e definição de alçadas);
- j) identificação de competências para antecipar riscos relevantes e, se for o caso, mitigá-los após análise custo-benefício;
- k) Melhor compreensão do posicionamento competitivo da organização;
- l) promoção de transparência para os *stakeholders*, em relação aos fatores que possam valorizar ou prejudicar a organização.

Portanto, é importante que todos os gestores adquiram uma visão mais ampla de gestão de riscos, que visem atingir os objetivos de curto e longo prazo e garantam a sustentabilidade e perpetuação do negócio. Surge, então, a ferramenta de gestão de riscos corporativos no processo de Governança Corporativa.

A Governança Corporativa e a Gestão de Riscos combinam a responsabilidade de entender as obrigações legais com a de aperfeiçoar e monitorar o desempenho da organização, considerando os níveis de riscos desejados pelos acionistas e com uma visão mais ampla de competência corporativa e de sustentabilidade da organização, combinando a gestão para atingir seus objetivos de curtos e longos prazos.

A governança de riscos corporativos está focada em três principais objetivos:

- Proteger e reforçar os direitos e interesses dos acionistas, particularmente naquelas áreas onde tais direitos e interesses podem gerar conflitos de interesses com o próprio Conselho de Administração.
- Garantir que o Conselho de Administração cumpre sua responsabilidade primária de direcionar a estratégia e monitorar a performance da organização, em particular em relação a avaliação de performance dos gestores seniores da organização.
- Garantir que as atividades de controle e procedimentos de reporte são satisfatórios e seguros. A respeito das informações divulgadas fornecidas aos acionistas, devem ser realistas, tempestivas e prover uma avaliação adequada da posição e resultado da organização.

A *International Organization for Standardization* (ISO, 2009) define o risco como uma “abordagem da organização para avaliar e eventual buscar, reter, assumir ou afastar risco”. O sucesso da gestão de riscos depende da eficácia da governança e gestão de riscos que fornece os fundamentos e arranjos a serem incorporados pela organização, em todos os níveis.

A Governança de Gestão de Riscos busca fornecer uma avaliação independente de todos os aspectos da gestão de riscos na organização e assegurar a integridade e a adequação da estrutura de gerenciamento de risco e seus diversos componentes, permitindo, assim, saber se a atividade de gerenciamento de riscos é eficaz, suficiente e está alinhada com os objetivos da Organização.

Na pesquisa Deloitte (2012), “Inteligência em Gestão de Riscos”, foi realizado um levantamento sobre as principais adversidades sofridas ou percebidas por algumas das maiores empresas brasileiras. No estudo *FPI Filers – Risk Intelligence Map*, com base nas informações prestadas pelas empresas brasileiras que têm emissões de ações no mercado de capital americano, os riscos mais reportados foram estes apresentados no Quadro 9.

Perfil dos riscos mais mencionados pelas FPIs Brasileiras	Exemplos dos fatores de risco que se encaixam em cada perfil
Fatores de mercado	Impactos e instabilidade econômicas decorrente da variação na taxa de cambio e da taxa de juros, e instabilidade nos mercados emergentes.
Cenário econômico	Redução ou instabilidade da atividade econômica global e local, natureza cíclica das indústrias, eventuais mudanças na política monetária e inflação.
Regulamentação	Mudanças nas regulamentações de mercado, legislações vigentes, barreiras para exportações, importações de produtos e serviços e aumento das exigências por segurança;
Concorrência	Concorrência mais acirrada, novos competidores, fusões e aquisições de empresas.
Geopolítica	Mudanças econômicas e nas condições de mercado (especialmente na América Latina), redução da demanda de produtos ou serviços do Brasil em função de alterações em aspectos políticos e/ou econômicas locais.
Reputação e relacionamento com acionistas	Conflito de interesses e relacionamento com partes relacionadas.
Planejamento e disponibilidade de capital	Ausência ou insuficiência de capital para aquisições e realização de investimentos em expansão de novos negócios, além de inadequado acompanhamento dos programas de investimento.
Recursos humanos	Dificuldade para recrutar e manter pessoal qualificado, bem como, reter executivos seniores.
Segurança de informações	Segurança, proteção e inteligência das informações, falha nos sistemas operacionais e interrupções ou continuidade de operações.
Meio Ambiente, saúde e segurança	Não entendimento das regras ambientais, novos equipamentos e restrições das agências ambientais.

### Quadro 9 – Riscos mais importantes para as Empresas Brasileiras

Fonte: Adaptado de Deloitte (2012)

Para assegurar que as estruturas e os mecanismos de gestão de riscos são robustas e suficientes para apoiar os objetivos da gestão de riscos, a organização deve conhecer e fornecer informações sobre os principais riscos e controles que possam impactar o cumprimento dos objetivos da organização, e que se viabilize uma rápida e oportuna tomada de decisão sobre o tratamento deste riscos, garantindo que a organização conheça os mecanismos de gestão e a sua implantação estejam em funcionamento.

Para implantação e construção de um modelo de gestão de riscos empresarial, são necessárias algumas reflexões e ponderações pelos principais gestores da estratégia do negócio, para que este modelo tenha sucesso e possa gerar valor aos *stakeholders*:

- O que pode comprometer o cumprimento de nossas estratégias?
- Onde estão as maiores oportunidades?
- Quais são os principais riscos?

- Como se tem respondido aos riscos?
- Onde estão as maiores vulnerabilidades?
- Há informações confiáveis para tomada de decisões?
- O que está sendo feito para assegurar que os riscos estejam em um nível aceitável
- Os profissionais têm consciência da importância do processo de gestão de riscos?
  - Quem identifica e monitora ativamente os riscos da Organização?
  - Que padrões, metodologias e ferramentas estão sendo utilizados?
  - Quais são as estruturas de gestão para as quais se deve prestar contas?

Na pesquisa da Deloitte (2012), houve o questionamento sobre quais seriam os objetivos principais no processo de implantação e no fortalecimento da gestão de riscos? E, como resultado, a mensuração dos riscos da empresa teve 82% dos objetivos apontados, seguido da geração e preservação do valor dos acionistas com 74% dos objetivos e em terceiro lugar, a integração aos procedimentos de governança corporativa com 54% dos objetivos.

O Gráfico 3 apresenta todos os objetivos listados na pesquisa.

### Principais Objetivos da Gestão de Riscos



**Gráfico 3 – Principais Objetivos da Gestão de Riscos**

Fonte: Adaptado de Deloitte (2012)

Para o atingimento dos objetivos apresentados no Gráfico 3, a governança de gestão de riscos é representada pelas várias funções distribuídas na estrutura organizacional da companhia, visando auxiliar o gerenciamento e identificação dos riscos de forma eficaz, através da aplicação do processo de gestão de riscos em diferentes níveis e dentro de contextos específicos da organização.

O modelo organizacional da função de Gestão de Riscos Corporativos deve ser definindo e incorporado como parte integrante da estrutura formal da empresa. A definição do modelo e estrutura da função deve ser o resultado de um processo no qual a autoridade é distribuída, as atividades são especificadas e um sistema de comunicação é delineado para que as pessoas atinjam os objetivos empresariais.

Para esta definição devem ser considerados os aspectos de departamentalização da função, áreas de apoio, assessorias, amplitude de controle, níveis hierárquicos, descentralização da autoridade, sistema de comunicação e grau de formalização. As organizações tendem a combinar modelos organizacionais com diversos tipos de departamentalização, de acordo com as necessidades de cada setor ou de cada nível hierárquico. A escolha desta combinação é um dos aspectos-chave do delineamento do modelo organizacional da função de Gestão de Riscos Corporativos.

Adicionalmente, este modelo deve prever, dentre outros, os seguintes aspectos: identificação da missão da função de Gestão de Riscos Corporativos; definição dos agentes que participarão do modelo; definição do papel, responsabilidades e alçada de decisão de cada um dos agentes do modelo; fluxo de informação entre cada agente; composição de cada um dos agentes; e a interação da função de Gestão de Riscos Corporativos com as demais funções da organização.

Com base no que foi apresentado até aqui, compreende-se que a estrutura de governança corporativa é parte crítica do ambiente interno, podendo influenciar de forma significativa os outros elementos internos de uma organização, bem como, a estratégia e abordagem holística no processo de visão estratégica do negócio.

Para entender o gerenciamento de riscos corporativos e os impactos do risco regulatório no segmento de energia elétrica no Brasil, é descrita, no próximo capítulo, uma visão do desenvolvimento do setor de energia elétrica na história brasileira.

## **4. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Para o pleno entendimento e desenvolvimento desta dissertação e igualmente para a percepção do impacto dos riscos regulatórios no segmento de energia elétrica, objetivo deste estudo, passa-se a descrever neste capítulo, como se desenvolveu a indústria energética no Brasil, suas principais legislações (até o momento da produção desta escrita), a forma como está estruturado o setor, até a implantação da última grande alteração regulatória (Medida Provisória nº. 579, de 11 de setembro de 2012) introduzida pelo governo brasileiro e seus impactos neste segmento.

### **4.1. Histórico e Evolução do Setor**

A energia elétrica no Brasil surgiu na metade do século XIX, quando o processo de geração de renda, através do fluxo exportador da cultura do café, impulsionou a urbanização dos polos exportadores nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, e a respectiva migração da população para atuar no segmento de construção civil e serviços voltados ao mercado exportador.

As primeiras experiências foram voltadas para a iluminação e o transporte público, entre os anos de 1879, quando foi inaugurada a iluminação pública interna da Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II (atual Central do Brasil) no Rio de Janeiro, primeira instalação com lâmpadas alimentadas por dínamos. Neste mesmo ano, instalou-se a primeira iluminação pública externa no país, com uso de dínamos acionados por locomóveis que iluminaram um trecho do Jardim de Campo da Aclamação (atual Praça da República). (GOMES et. al., 2002).

Em 1883, em Campos (RJ) começou a operar a primeira central geradora elétrica, uma unidade termoelétrica movida a vapor, com geração por caldeira de lenha e com capacidade de 52 kilowatts (kW); esta unidade alimentava 39 (trinta e nove) lâmpadas do primeiro serviço público de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul. Neste mesmo ano foi construída a primeira hidroelétrica brasileira, no município de Diamantina (MG), nas águas do Ribeirão do Inferno (Vale do

Jequitinhonha) e transportada por uma linha de transmissão de 02 (dois) quilômetros que se conectava aos equipamentos de extração de diamantes da Mineradora Santa Maria. (GOMES et. al., 2002).

De acordo com os autores, no ano de 1887, foram criados os empreendimentos de iluminação elétrica nas cidades do Rio de Janeiro e Porto Alegre (RS). Porto Alegre foi a capital pioneira do país a ter um serviço permanente de fornecimento de luz a consumidores particulares, por uma usina térmica de 160 kW da Companhia Fiat Lux. No Rio de Janeiro foi criada a primeira empresa do ramo no Brasil, para fornecer iluminação elétrica a alguns pontos do centro, através de uma pequena central termoelétrica (de 160 kW) da Companhia Força e Luz.

Somente em 1888, a Companhia Mineira de Eletricidade obteve autorização para gerar e distribuir energia elétrica, com o objetivo de fornecer iluminação pública e particular a Juiz de Fora (MG) e força motriz para a sua fábrica e a outras da região. Neste empreendimento, incluía a construção da primeira hidroelétrica de maior porte no país, a Usina Marmelos-Zero que foi inaugurada em 1889 com potencia instalada de 250 kW e repotenciada para 375 kW em 1892. (GOMES et. al., 2002).

Os autores afirmam, ainda, que nos anos seguintes foram implantados outros projetos hidroelétricos para suportar o crescimento da infraestrutura pública (iluminação, estações ferroviárias e linhas de bondes) e a industrialização brasileira nas cidades do Rio de Janeiro, São Paulo e Porto Alegre. Dava-se início à troca do acionamento de seus maquinários de carvão importados para a fonte hídrica que se mostrava economicamente mais barata. Até 1900, a capacidade instalada no Brasil aumentou de 61 kW para 10.850 kW, dos quais 53% eram de origem hídrica.

Todo o investimento no setor de energia até o final do século XIX era de concessionários autoprodutores distintos que forneciam energia para atender a demanda da iluminação pública, da mineração, do beneficiamento de produtos agrícolas e do suprimento de indústrias têxteis e serrarias, o que demonstrava a inexistência de qualquer campo organizacional. Segundo diretriz da Constituição de 1891, as concessões para prestação de serviços de eletricidade eram outorgadas pelas prefeituras municipais, especialmente no tocante ao segmento de distribuição, cabendo aos governos estaduais o poder concedente, com relação ao aproveitamento e à utilização das quedas d'águas.

O processo de expansão urbana no Rio de Janeiro e São Paulo começava a atrair as concessionárias internacionais de energia e marcava o desenvolvimento inicial da indústria elétrica no Brasil. Em 1899 a *São Paulo Tramway, Light and Power Company Limited* foi constituída no Canadá e, no ano seguinte, iniciava a operação de iluminação elétrica e a primeira linha paulistana de bondes elétricos, que utilizava energia fornecida por uma termoelétrica da própria companhia. Em 1904 foi criada a *Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company*, parceira do capital Canadense e Americano, para explorar todos os serviços urbanos de utilidade pública (iluminação pública, produção e distribuição de eletricidade, distribuição de gás, telefonia e transportes (bondes e ônibus). (GOMES et. al., 2002).

Neste período, foi publicada a Lei nº. 1.145, de 31 de dezembro de 1903 e o Decreto nº. 5.704, de 10 de dezembro de 1904, que autorizava o governo federal a promover, por via administrativa ou concessão, o aproveitamento da energia hidráulica dos rios brasileiros, para fins de serviço público facultado o uso dos excedentes para autoconsumo em atividades agroindustriais. Entretanto, os concessionários continuavam firmando contratos e sendo regulamentados pelos estados e municípios. Foi o início da regulamentação federal no segmento de energia elétrica. (CAMARGO, 2005).

Segundo o referido autor, em 1909, foi fundado no Rio de Janeiro o Comitê Eletrotécnico Brasileiro; a primeira instituição no país que reuniu profissionais do ramo, sendo responsável por importantes iniciativas de normalização e regulamentação do emprego da eletricidade.

Os contratos de concessão continham a chamada “cláusula ouro”, que atraía a disponibilidade de recursos estrangeiros para investir no segmento. “A cláusula ouro permitia às concessionárias corrigir sua tarifas pela depreciação da moeda, o que era particularmente relevante em momentos de crise cambial”, esclarece José Luiz Lima (CMEB, 1995, p.17). (GOMES; VIEIRA, 2009, p.301).

Neste período, a Light, de forma rápida e crescente, foi adquirindo as empresas nacionais, provocando um intenso processo de fusão de empresas de energia elétrica, visando o crescimento do mercado, e chegou atingir 20% da capacidade instalada de geração no país. (GOMES et al., 2002).

Em 1924, instalava-se no país uma subsidiária da *Bond And Share Company*, a *American Foreign Power Company* (AMFORP), com a compra de várias

pequenas concessionárias no interior de São Paulo. Nos anos seguintes, a AMFORP operava em São Gonçalo e Petrópolis (RJ), em Pelotas (RS) e em novas capitais do país, entre elas Porto Alegre, Salvador, Recife, Natal e Vitória. (GOMES et al., 2002).

Na década de 20, a Light e a AMFORP exerciam total influência e monopolizavam o setor elétrico brasileiro, quando a atuação do Estado era limitada pela pulverização do poder concedente em diversos municípios. A capacidade instalada no Brasil de 1890 a 1930 aumentou em 61.709,52%.

O modelo econômico brasileiro até 1930 era marcado pela total ausência do governo em promover o desenvolvimento industrial; as pequenas unidades fabris existentes eram para servir ao modelo agroexportador sustentado pela cultura do café. A crise internacional de 1929, provocada pela quebra da Bolsa de Valores de Nova York, provocou a escassez e a ausência de capital para suportar os investimentos privados; ficou premente, assim, o papel do estado na redefinição da política econômica.

Era necessário implantar um modelo econômico que objetivasse diversificar as estruturas produtivas, se fazia necessário um modelo mais intervencionista e com aumento do poder de regulamentação sobre os serviços públicos, para suprir a demanda de infraestrutura e o crescimento populacional nas grandes capitais brasileiras. As grandes concentrações do setor elétrico junto às empresas internacionais Light e AMFORP provocavam críticas constantes da autolucratividade e da dependência deste capital privado, assim como, a necessidade do poder público intervir neste mercado para garantir a redução do preço da eletricidade e o desenvolvimento industrial.

No final da década de 1930, a eletricidade e todos os seus benefícios marcavam de tal forma a vida brasileira que muitos de seus aspectos mais relevantes: como a fixação e preços, as condições de outorga das concessões destes serviços públicos e o controle do lucro das empresas, passaram a ser objeto de constantes debates pela imprensa. A defesa da intervenção do governo no setor começa a surgir, principalmente, após artigo de Eduardo Guinle, publicado em 1933, intitulado 'A Light e seus negócios da China' que argumentava que o elevado preço da eletricidade se devia as condições que regulavam as concessões desde os princípios do século. 'Segundo Guinle (1933), não havia bases para a fixação de preço e sua exploração comercial, numa clara alusão ao padrão ouro e à paridade cambial, estabelecidas nos contratos de concessão, que não incorporavam os ganhos de produtividade decorrentes do

progresso técnico e do adensamento da carga. (LORENZO, 2002, p.149-150).

O governo Vargas modificou o papel do Estado, que passou a ter uma atuação nacional em detrimento aos interesses regionais que funcionavam, até então, no segmento de energia elétrica. Vargas efetuou um conjunto de mudanças no setor elétrico, determinou a suspensão de todos os tipos de operação com quedas d'água e impediu quaisquer transações que envolvessem recursos naturais ou patrimônios estabelecidos. Em 1931, era retirada a competência dos municípios para autorizar a exploração da energia hidráulica que passava a ser concessão da União. Em 1993, o Decreto nº. 23.501, de 27 de novembro, proibia qualquer tipo de contrato que estipulasse pagamentos em tarifa ouro, em outra moeda que a não do país; foi extinta a “cláusula ouro”.

Um novo marco regulatório foi formalizado através do Decreto nº. 24.643, de 10 de julho de 1934, o Código de Águas, que materializou o projeto intervencionista na gestão do setor de energia elétrica e exploração hídrica. O Código submeteu ao instituto das concessões e autorizações a exploração da energia hidráulica, os serviços complementares de transmissão, transformação e distribuição. Por meio deste Código, a União: - passou a deter a competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica; - estabeleceu os preços dos serviços; - determinou que a tarifa fosse fixada na forma de serviços pelo custo, a fim de garantir ao prestador do serviço a cobertura das despesas de operação e das cotas de depreciação e de reversão; - ajustou remuneração do capital investido (custo histórico das instalações).

O Código mudou a relação do Estado com a indústria de eletricidade, estabeleceu princípios reguladores mais rígidos e, por consequência, gerou resistências entre as empresas que atuavam no setor. Uma das críticas mais contundentes das empresas instaladas no Brasil foi sobre as questões tarifárias; os agentes pediram que, para a remuneração do custo de capital, fosse adotado o custo de reprodução ou reposição ao custo histórico dos investimentos, como descrito pelo Código.

Outro ponto importante e crítico nas mudanças introduzidas foi a instituição de que “as autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil” – artigo 195, restringindo assim a participação de companhias estrangeiras no setor. (GOMES et al., 2002, p.5).

Pela primeira vez no Brasil, as incertezas regulatórias desencorajam os investimentos de grandes grupos instalados no país e as dificuldades do governo federal, para regulamentar o Código, passou a ser o reflexo da visão monopolistas do setor e da dificuldade de analisar as causas insuficientes da expansão da oferta de eletricidade, visando propor soluções para enfrentar os recorrentes problemas de insuficiente oferta de energia elétrica.

Para tentar sanar estas dificuldades de planejamento e gestão, em 1939 foi criado o Conselho Nacional das Águas (CNAE), com objetivo de solucionar os problemas de suprimento, regulamentação e tarifas relacionadas ao setor elétrico brasileiro.

As primeiras experiências de estatização do setor elétrico ocorreram logo após o término da 2ª Guerra Mundial, no Estado do Rio Grande do Sul que foi o primeiro estado a criar a sua Comissão Estadual de Energia Elétrica, em 1946, para estudar e sistematizar a utilização e distribuição do potencial hidroelétrico, bem como, o Plano de Eletrificação do Estado. (LORENZO, 2002a).

Foram adotadas diversas medidas no setor elétrico do país, sendo que dentre os fatos relevantes, um foi a criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), em 1945, que sinalizou para uma nova ordem do segmento. A União assumiu a construção de grandes usinas e do sistema de transmissão, e os estados ficaram responsáveis pela distribuição da energia elétrica até o consumidor final, ou seja, uma clara estratégia da dissociação entre a geração e a distribuição de energia elétrica. (TOLMASQUIM, 2011).

Ao longo da década de 50, praticamente todos os estados da federação construíram empresas estatais de energia elétrica, a partir da absorção das empresas estrangeiras. Este acordo tácito também teve algumas exceções em relação à construção de grandes usinas por empresas estaduais, tais como: CEMIG, CESP, COPEL, CEEE, entre outras. (TOLMASQUIM, 2011).

O governo Vargas, em 1951, negociou com os Estados Unidos a criação da Comissão Mista Brasil-Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU); uma comissão mista de técnicos, políticos e empresários, visando desenvolver estudos sobre os desequilíbrios estruturais na economia brasileira, sobretudo em setores estratégicos. O relatório da CMBEU sobre o setor elétrico diagnosticou 04 (quatro) pontos como principal problema do desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica: - a urbanização acelerada; - o forte

crescimento industrial nas duas décadas precedentes; - o rigoroso controle tarifário; - a mudança da matriz energética: lenha e carvão importado para energia elétrica e petróleo. (GOMES et al., 2002).

As propostas da CMBEU estavam orientadas para que a expansão futura do setor fosse realizada por algumas empresas privadas, e ao governo caberiam ações estritamente reguladoras e supletivas. O governo, por intermédio da Assessoria Econômica do Gabinete Civil da Presidência da República, desenvolveu iniciativas para equacionar a expansão do parque gerador brasileiro, destacando-se o encaminhamento ao Congresso Nacional de projetos de leis destinados a:

- i. Instituir o Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUÉE;
- ii. Criar o Fundo Federal de Eletrificação – FEE;
- iii. Regular a distribuição e aplicação das parcelas do imposto arrecadado entre os Estados, Distrito Federal e aos Municípios;
- iv. Instituir o Plano Nacional de Eletrificação; e
- v. Constituir a Empresa Mista Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (GOMES, et al., 2002).

Em 1952, foi fundado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico – BNDE (atual BNDES), posteriormente designado administrador do Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e o Imposto Único de Energia Elétrica (IUÉE), ambos criados pela Lei no. 2.308 de agosto de 1954. Estas medidas, que constituem um marco na história do setor, foram fundamentais para financiar a expansão da oferta na década de 1950. (TOLMASQUIM, 2011, p. 4).

Em 1957, o governo federal criou a Central Elétrica de Furnas, para atender a região sudoeste e os demais estados da União começaram a criar as suas companhias estatais (entre 56 a 59: Espírito Santo, Maranhão, Alagoas, Bahia, Minas Gerais, Rio Grande do Sul, entre outras) para suprir os seus programas energéticos. (CAMARGO, 2005).

Com a criação da Eletrobrás, em 1962, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – que tinha como seus principais objetivos o de planejar e coordenar o setor, desempenhar as funções de *holding* de várias concessionárias ligadas à União, administrar os recursos financeiros (inclusive o empréstimo compulsório vigente a partir de 1964) e os novos mecanismos de financiamento de obras de expansão da base produtiva do setor – é que se implantou uma política centralizadora de expansão do setor de energia. (TOLMASQUIM, 2011; LORENZO, 2002a).

A estratégia desenhada pelo Plano Nacional de Eletrificação de 1954, que dividiu as atividades no setor, cabendo às empresas públicas federais e estaduais o comando da ampliação da capacidade de geração e a interligação do sistema elétrico. As empresas estatais e estrangeiras se especializavam na distribuição e ofereciam uma sobrevida às empresas privadas, particularmente as empresas estrangeiras que se adequavam ao novo modelo estatal, pois possibilitava o ingresso de governo na atividade de geração de energia elétrica, ao mesmo tempo em que, a medida que fosse também adquirindo capacidade técnica, gerencial e financeira progressiva, poderia futuramente, expandir a sua atividade na distribuição, até ter o pleno domínio da cadeia produtiva. Esse modelo foi muito bem sucedido, aumentando a oferta de energia elétrica a taxas de quase 9% ao ano, no período de 1955 a 60. (LORENZO, 2002a).

Na concepção do autor, o setor elétrico foi beneficiado pela mudança tarifária introduzida pelo Decreto nº. 54.936, de 04 de novembro de 1964, que permitiu a correção da tradução monetária do valor original dos bens do ativo imobilizado. Com isto, os ativos das empresas puderam ser atualizados e iniciou-se uma política de realidade tarifária entre 1964 e 1967; as tarifas cresceram em média 60% acima da inflação do período. Além disto, durante os governos militares foram também reforçadas, as fontes de recursos extratarifários: - em 1967 foram fixadas alíquotas mais elevadas para o Imposto Único sobre Energia Elétrica; - em 1969 foi ampliado o montante arrecadado por empréstimo compulsório; - em 1971 foi criada a Reserva Global de Reversão (RGR.), para permitir a encampação das concessionárias estatais. Findo o prazo de concessão.

Desta forma, a política tarifária contribuiu substancialmente para viabilizar o processo de industrialização acelerada, que crescia a 12% ao ano. Para sustentar o crescimento exponencial de produção de eletricidade, gerou crescentes investimentos a taxas de 16% ao ano, que eram garantidos pela equalização das tarifas; consistia essa equalização, no ajuste de remuneração das concessionárias de 10% a 12%, por meio de transferência de recursos excedentes de empresas superavitárias para as deficitárias. (TOLMASQUIM, 2011).

A partir dos anos 80, devido à escassez de crédito nacional e internacional, os investimentos foram praticamente interrompidos, inclusive os de infraestrutura, como os do setor elétrico, que possuem longos períodos de maturação. Em particular, o esgotamento da política de financiamento desse setor, identificado no

baixo nível tarifário e na eliminação das fontes de financiamento, desencadeou a necessidade de uma nova estrutura na política de financiamento para sua expansão. Um fator adicional, que contribuiu para a crise foi o comprometimento do setor elétrico em duas obras consideradas monumentais: Itaipu e o Programa Nuclear Brasileiro. (VEIGA; FONSECA, 2002).

Junto a estes fatores, a extinção do Imposto Único e o uso das tarifas elétricas como instrumento de política monetária (para garantir o controle inflacionário), agravou-se a situação econômica e financeira das concessionárias, provocando a insuficiência de remuneração e tornando-as incapazes de financiar a expansão do sistema e eclodindo numa grande crise do setor elétrico brasileiro.

Na mesma época, teve início, em diversos países, um movimento de revisão do papel do Estado. Segundo a não concepção, e especialmente, no caso das indústrias de rede, o Estado passou a ter a função exclusiva de regulador da atividade econômica, incentivando a iniciativa privada a assumir a atividade empresarial nas indústrias de rede, até então sob responsabilidade do Estado. (TOLMASQUIM, 2011).

Com base neste momento, em que as condições de funcionamento do setor elétrico estavam se deteriorando e as soluções alternativas encontradas foram se delineando no sentido de uma mudança qualitativa na atuação do Estado, entendeu-se como necessário impor limites à atuação das estatais e reduzir o poder de mercado, através de processos de privatização, bem como, viabilizar o regime competitivo no setor elétrico. O processo de reestruturação do setor elétrico tinha, à época, três objetivos principais: - promover a venda dos ativos, para equacionar o déficit fiscal; - reestruturar o fluxo de investimentos para o setor; - aumentar a eficiência e confiabilidade das empresas de energia.

O Governo de Fernando Collor, em 12 de abril de 1992, sancionou a Lei nº. 8.031, criando o Programa Nacional de Desestatização (PND), que tinha como objetivo central privatizar as empresas estatais, iniciando pelas empresas do setor elétrico. O processo se deu através da venda das concessionárias federais atuantes no ramo de distribuição.

O processo de privatização, inicialmente do sistema Eletrobrás, acelerou com a mudança legislativa no Governo Itamar Franco. A Lei nº. 8.361, de 06 de agosto de 1993, criou um novo regime tributário para as empresas do setor elétrico e o Decreto nº. 1.024, de julho de 1994, deu poderes ao congresso para vender as

estatais. Por fim, houve a criação do Conselho Nacional de Desestatização (CND), em 1995, no Governo Fernando Henrique Cardoso.

Como mencionado no paragrafo anterior, a Lei nº. 8.631/93 modificou pontos importantes para o saneamento financeiro do setor elétrico. Extinguiu o regime de remuneração garantida e instituiu o serviço pelo custo da própria concessionária; encerrou a deficitária Conta de Resultados a Compensar (CRC), com recursos do Tesouro e tornou obrigatórios os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores.

A Lei Geral das Concessões – Lei nº. 9.074, de 07 de julho de 1995, que foi a conversão da Medida Provisória nº. 890, de 13 de fevereiro de 1995 definiu novas regras para as concessões e prorrogação dos serviços públicos de energia elétrica, além de introduzir as opções de compra e venda de consumidor livre e a possibilidade do produtor independente de energia, comercializar a sua energia livremente. (CAMARGO, 2005).

O governo implantou uma série de medidas para garantir o processo de privatização, através da atuação no Plano Diretor de Reforma do Aparelho do Estado e pelo Conselho de Desestatização que, por sua vez, criou condições e incentivos do governo federal à privatização das distribuidoras estaduais. O Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais, conduzido pelo BNDES, antecipou recursos financeiros aos Estados, por conta das receitas a serem obtidas nos leilões, desde que o plano fosse aprovado pelas assembleias estaduais. Com este programa foram privatizadas as seguintes distribuidoras, a partir de 1995: Escelsa, Light, Cerj, RGE, AES Sul, CPFL, Enersul, Cemat, Metropolitana, Elektro, Bandeirante, Coelba, Energipe, Cosern, Celpa e Celpe. (TOLMASQUIM, 2011).

A Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – autarquia sob regime especial e vinculada ao Ministério de Minas e Energias – com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. Com a criação da Agência e com a publicação do seu regimento interno, ficou extinto o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEEW) e através da Portaria nº. 349, de 08 de agosto de 1996, do Ministério de Minas e Energia, a ANEEL passou a exercer as competências específicas do Código de Águas. (CAMARGO, 2005).

Com apoio de uma consultoria internacional, que ajudou a desenhar o modelo setorial da Inglaterra, foi proposto ao governo federal um novo modelo institucional e regulatório com as seguintes recomendações:

- i. Livre comercialização da energia da energia elétrica no Sistema Interligado Nacional.
- ii. Estabelecimento de 'contratos iniciais' para a transição de modelos;
- iii. Criação de um Mercado Atacadista de Energia (MAE), para operacionalizar a compra e venda de energia livremente negociada.
- iv. Desmembramento de ativos de geração e transmissão (desverticalização), desvinculando a contratação da transmissão da compra e venda de energia.
- v. Criação de um Operador Independente do Sistema.
- vi. Organização das atividades financeiras e de planejamento (TOLMASQUIM, 2011, p.9).

Estas recomendações foram efetivadas em 02 de julho de 1998, no Decreto nº. 2.655, que regulamentou o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e definiu as regras e organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), conforme Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998. A ONS é pessoa jurídica de direito privado, encarregada de executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN), com o objetivo de planejar e programar a operação do sistema e o despacho centralizado, bem como visando otimizar o uso dos recursos hídricos. (TOLMASQUIM, 2011; CAMARGO, 2005).

Em razão do processo do ingresso de novos agentes econômicos no setor – em decorrência dos processos de desverticalização, privatização das empresas de energia, licitação de novas concessões para o aproveitamento do potencial hidroelétrico e das autorizações de novas usinas térmicas e pequenas centrais hidroelétricas – em 19 de julho, foi publicada a Resolução ANEEL nº. 278, estabelecendo limites e condições para a participação dos agentes econômicos nas atividades de energia. (TOLMASQUIM, 2011).

No ano de 2001, o Brasil passou por uma crise de energia elétrica, implantou uma série de programas regionais de racionamento e criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), visando propor e implantar medidas emergenciais para compatibilizar a oferta e a demanda de energia. Em abril de 2002, foi sancionada a Lei nº. 10.438 que criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que dispôs sobre a expansão da oferta

de energia emergencial e a recomposição tarifária extraordinária, através da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), bem como, sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. (TOLMASQUIM, 2011).

Já no Governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva foi sancionada a Lei nº. 10.683, de 28 de maio de 2003, definindo como competência do Ministério de Minas e Energia as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos: aproveitamento da energia hidráulica, mineração e metalurgia, petróleo, combustíveis, energia elétrica e nuclear. O novo modelo do setor elétrico foi aprovado com a promulgação das Leis nº. 10.847 e nº. 10.848, ambas de 15 de março de 2004), que definiram as regras de comercialização de energia, os critérios para participação nas licitações de empreendimento pela menor oferta de tarifa e condicionantes e a licitação dos projetos de geração às licenças ambientais. (CAMARGO, 2005).

Os principais atos normativos foram os seguintes, segundo Tolmasquim, 2011):

a) Decreto nº. 5.081, de 14 de maio de 2004, regulamentou a atuação do Operador Nacional do sistema Elétrico – ONS.

b) Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, regulamentou a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e autorização de geração de energia entre outras providências.

c) Decreto nº. 5.177 de 12 de agosto de 2004, dispôs sobre as atribuições, organização e funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

d) Decreto nº. 5.184 de 16 de agosto de 2004, criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

e) Decreto nº. 5.195 de 26 de agosto de 2004, que institui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Para o referido autor, o novo modelo do setor elétrico, implantado em 2004, aperfeiçoou o marco regulatório do setor elétrico brasileiro nos seguintes aspectos:

a) Modificações na comercialização de energia no SIN, com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no ambiente de Contratação Livre (ACL).

b) Reorganização das competências e a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

c) Planejamento setorial a partir da contratação regulada por meio de leilões e com a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

d) Retorno dos programas de universalização.

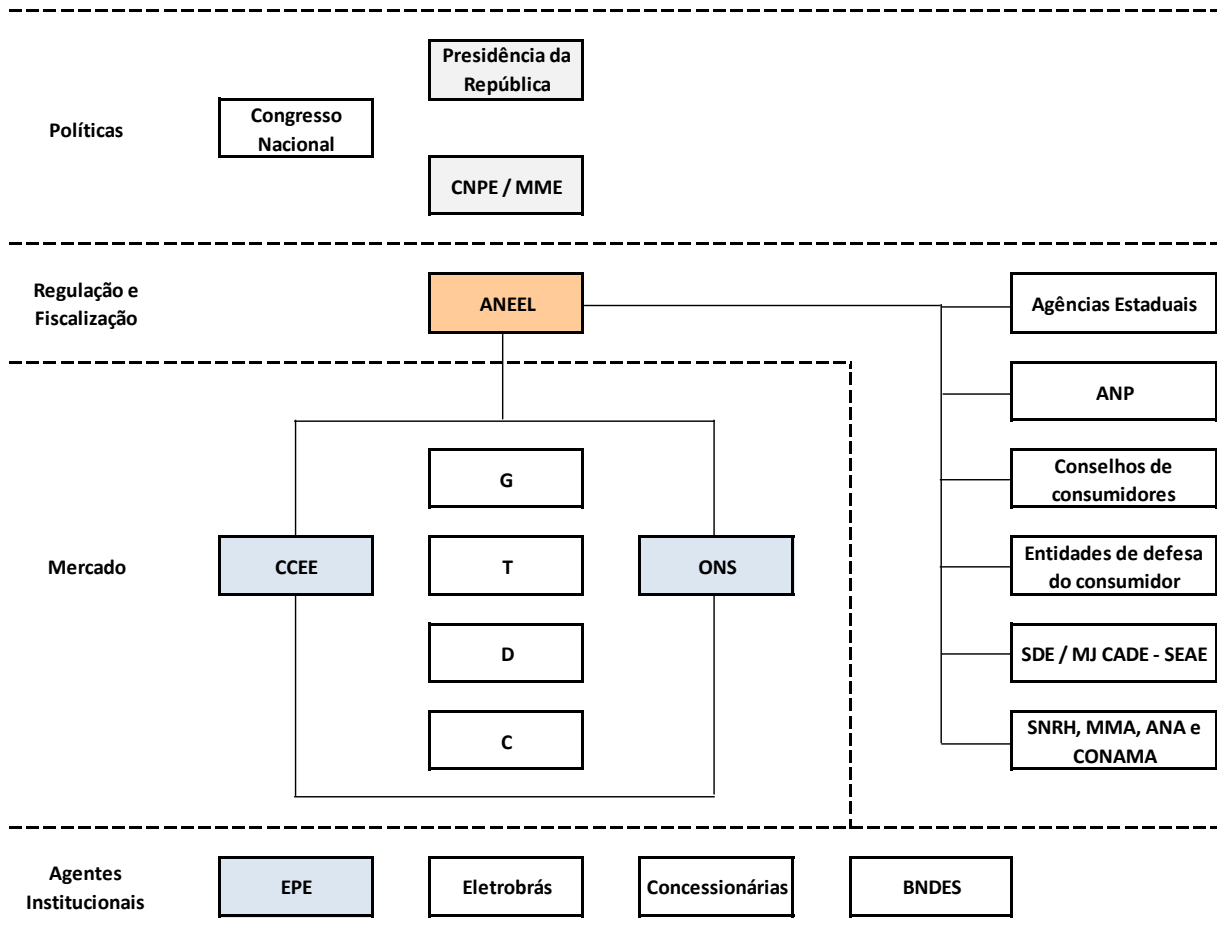
e) Segurança jurídica e estabilidade regulatória, condições para atrair novos investimentos, reduzir riscos e expandir mercado.

## **4.2. A Estrutura e Organização do Setor Elétrico Brasileiro**

O novo modelo do setor elétrico definiu os objetivos e as novas funções específicas a todas as entidades (agentes) do setor público e privado que atuam neste segmento. Os agentes institucionais são aqueles que detêm competências e atribuições relacionadas às políticas, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilização do funcionamento setorial. Já os agentes econômicos são os que detêm as concessões, permissões ou autorizações para exploração das atividades econômicas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A estrutura institucional do setor elétrico brasileiro, segregando os agentes por atividades, pode ser reproduzida, como mostra a Figura 3.

### Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



**Figura 3 – Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro**

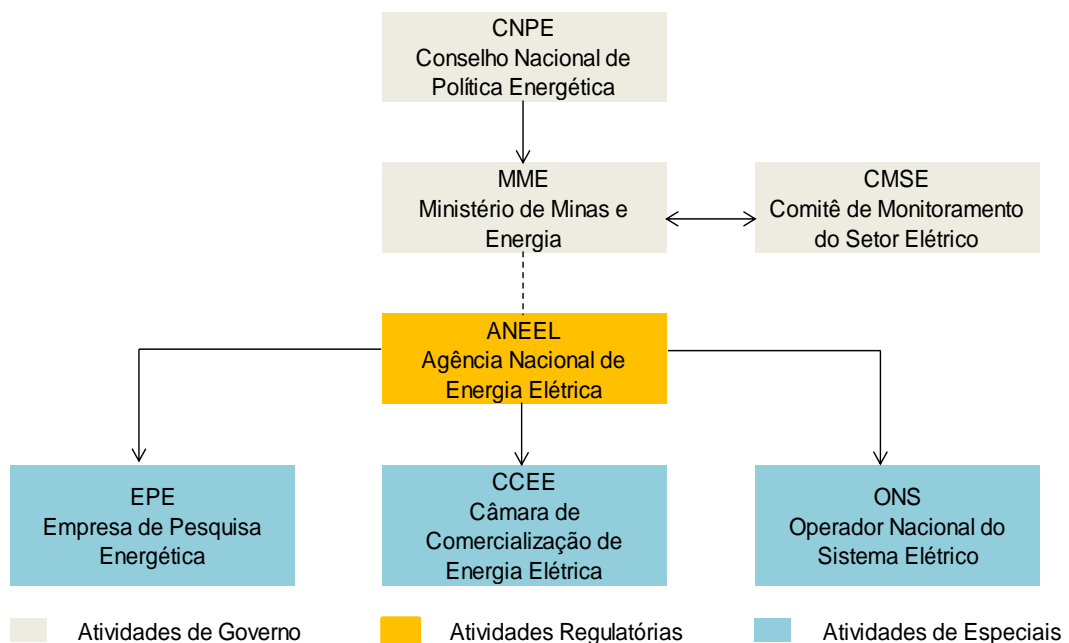
Fonte: ANEEL (2008)

Os agentes institucionais são compostos por um conjunto de empresas e órgãos relacionados ao governo federal e têm como objetivo garantir o funcionamento setorial e alcançar os objetivos traçados no novo modelo de gestão do setor elétrico brasileiro. Estes agentes podem ser diferenciados em funções básicas de funcionamento, ou seja, atividades de governo, atividades regulatórias e atividades especiais exercidas através de empresas de direito privado.

As atividades do governo são desempenhadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). E as atividades regulatórias são praticadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão que exerce as funções de fiscalização e regulamentação dos serviços de energia elétrica. Para

suporte à agência reguladora, existem outras entidades que elaboram o planejamento de médio e longo prazo, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e outras que suportam o funcionamento, coordenação e operacionalização da comercialização do setor elétrico, tais como o Sistema de Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS), e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (TOLMASQUIM, 2011).

Na Figura 4 segue demonstrado um fluxograma dos agentes institucionais por segregação de atividade.



**Figura 4 – Agentes Institucionais do Setor Elétrico**

Fonte: Adaptado de Tolmasquim (2011)

As informações dos referidos órgãos constantes na Figura 4 e que seguem mais detalhadas foram adaptadas da obra “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”, de Tolmasquim (2011).

O Conselho Nacional de Política Energética foi criado pela Lei nº. 9.478, de 06 de agosto de 1997, e regulamentada pelo Decreto nº. 3.520, de 21 de junho de 2000; é órgão do governo, vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia, e tem como a competência a proposição de políticas e diretrizes relacionadas ao setor.

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado pela Lei nº. 3.782, de 22 de julho de 1960, e é o órgão do governo vinculado à Presidência, responsável pela formulação e implantação de políticas no setor energético.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, criado pela Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004 e constituído pelo Decreto nº. 5.175, de 09 de agosto de 2004, tem como principal função monitorar, de forma permanente, a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

Já a Agência Nacional de Energia Elétrica é uma autarquia sob regime especial e vinculada ao Ministério de Minas e Energia; foi criada pela Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com o objetivo de implantar políticas, regularizar e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, através de atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas legais.

A Empresa de Pesquisa Energética foi criada pela Medida Provisória nº. 145, de 10 de dezembro de 2003, e está vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento energético de longo prazo.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi constituída pela Medida Provisória nº. 144, de 10 de dezembro de 2003, e convertida em Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, sob regulação e fiscalização da ANEEL, para viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, no ambiente de contratação regulada, e como agente promotora dos leilões e administradora dos contratos de compra e venda de energia.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico foi criado pela Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, que exerce as atividades de coordenação do SIN e tem como suas principais funções o planejamento, a programação da operação e o despacho centralizado da geração, além de supervisionar e coordenar os centros de operação de sistemas elétricos, contratar e administrar os serviços de transmissão e propor reforços e planejamento de expansão dos sistemas existentes.

Os agentes econômicos ou de mercado, são os designados titulares de concessão, permissão ou autorizados para explorar atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

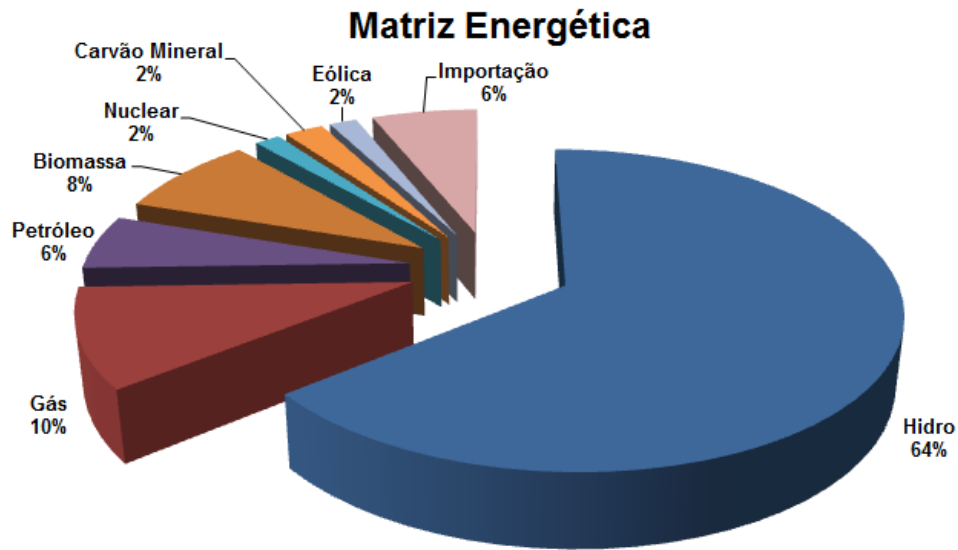
### **4.3. Atividades por Segmento de Atuação**

A atividade de geração é a responsável pela produção de energia elétrica em usinas hidro, térmicas (gás, carvão, biomassa e óleo), eólicas e nucleares. Para a energia elétrica chegar ao consumidor, é essencial o serviço de transmissão, que realiza o transporte de energia até os centros de consumo. O segmento de distribuição é a atividade que reparte e entrega a energia nos locais de consumo final. O processo de comercialização não envolve a entrega física; é a transação contratual que tem por objeto a negociação do lastro de empreendimentos de geração superavitária versus os deficitários.

#### **4.3.1. Atividades de Geração**

O Decreto nº. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, no artigo 3º define o serviço de produção de energia elétrica que consiste na transformação em energia elétrica de qualquer outra forma de energia, seja qual for a sua origem. A geração de energia elétrica é a transformação de fonte primária de energia, que pode ser gás natural, água, sol, biomassa, em fonte secundária que é a eletricidade. (TOLMASQUIM, 2011).

A capacidade de geração no Brasil é de 133.082.951 kW de potência instalada, através de 2.966 empreendimentos. Está prevista para os próximos anos uma adição de 37.022.304 kW na capacidade de geração do país, proveniente dos 154 empreendimentos atualmente em construção e mais 541 outorgadas. A matriz energética brasileira é composta essencialmente dos recursos hídricos, com 1.078 usinas, que representam 64,29% do total de capacidade instalada no Brasil, conforme demonstrado no Gráfico 4, com base na Aneel (2013).



**Gráfico 4 – Matriz de Geração Energética Brasileira**

Fonte: ANEEL (2013).

Os geradores podem vender a sua energia em dois mercados específicos, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no mercado de Ambiente de Contratação Livre (ACL). As empresas de geração são classificadas em 03 (três) categorias diferentes: de serviço público, de autoprodução e de produtores independentes.

As concessionárias de serviço público são aquelas que receberam a concessão mediante um leilão público (licitação) – conforme Leis nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e nº. 9.074, de 07 de julho de 1995 – que regulamenta a outorga e prorrogação de concessões, permissões e autorizações de serviços de energia elétrica e de aproveitamento dos cursos de água, cujo empreendimento de geração tenha uma potência superior a 1.000 kW no caso das hídricas e 5.000kW para as usinas térmicas; a geração de energia é destinada à prestação de serviço público. (TOLMASQUIM, 2011).

Segundo o autor, o prazo de concessão é limitado a 35 anos, conforme poder concedente, às concessões outorgadas antes da Medida Provisória nº. 144, de 11 de dezembro de 2003, e com possibilidade de prorrogação por até mais 20 anos. Atualmente, as concessões têm sido outorgadas pelo período de 30 anos e podem ser prorrogadas por igual período.

O regime de autoprodução é destinado a pessoas físicas ou jurídicas e consórcio de empresas reunidas, que recebem concessão ou autorização para produzir energia destinada ao seu uso exclusivo, ou seja, o autoprodutor deverá comprovar ao poder concedente, que a energia produzida destina-se ao consumo próprio de uma planta existente ou de um projeto em fase de desenvolvimento, mediante a prévia autorização do Poder Concedente para um aproveitamento de potencial superior a 5 e 10 MW respectivamente às usinas térmicas e hidroelétricas, ou apenas uma comunicação à ANEEL para fins de registro, para os aproveitamentos hidráulicos menores ou iguais a 1MW e menores ou iguais a 5 MW para os térmicos. (TOLMASQUIM, 2011).

A legislação própria de autoprodutor permite:

- a) Cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento.
- b) Compra por concessionário ou permissionário distribuidor do excedente produzido.
- c) Permuta de energia, em montantes equivalentes, com concessionário ou permissionário de distribuição, de modo, a possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso ao da geração.

Os produtores independentes são pessoas jurídicas ou as empresas reunidas em consórcio, com concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por conta e risco, conforme artigo 2º, inciso I do Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996 e da Lei nº. 9.074, de 07 de julho de 1995, e a implantação da geração hídrica ou térmica. Estas deverão seguir as mesmas regras de licitação ou autorização descritas nos parágrafos anteriores. (TOLMASQUIM, 2011).

O produtor independente pode comercializar a sua energia com os seguintes agentes: - consumidores livres; - concessionário ou permissionário de serviços públicos de energia elétrica; - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial; - conjunto de consumidores de energia elétrica, independente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição; - qualquer consumidor que demonstre ao Poder Concedente não ter concessionário local assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contados da solicitação.

O Quadro 10 apresenta os empreendimentos em operação por fonte de geração.

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		1.078	85.558.020	64,29	1.078	85.558.020	64,29
Gás	Natural	110	11.936.349	8,97	149	13.620.012	10,23
	Processo	39	1.683.663	1,27			
Petróleo	Óleo Diesel	1.088	3.514.667	2,64	1.121	7.463.490	5,61
	Óleo Residual	33	3.948.823	2,97			
Biomassa	Bagaço de Cana	375	9.156.436	6,88	472	11.112.482	8,35
	Licor Negro	16	1.417.182	1,06			
	Madeira	50	422.837	0,32			
	Biogás	22	79.594	0,06			
	Casca de Arroz	9	36.433	0,03			
Nuclear		2	1.990.000	1,5	2	1.990.000	1,5
Carvão Mineral	Carvão Mineral	12	3.024.465	2,27	12	3.024.465	2,27
Eólica		98	2.137.364	1,61	98	2.137.364	1,61
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	6,14
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
<b>Total</b>		<b>2.966</b>	<b>133.082.951</b>	<b>100</b>	<b>2.966</b>	<b>133.082.951</b>	<b>100</b>

**Quadro 10 – Empreendimentos em Operação por Fonte de Geração**

Fonte: ANEEL (2013)

#### 4.3.2. Atividades de Transmissão

O segmento de transmissão é assim definido pelo artigo 4º. do Decreto nº. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 como: “O serviço de transmissão de energia elétrica consiste no transporte desta energia do sistema produtor às subestações distribuídas, ou na interligação de dois sistemas geradores”. E complementa a definição, em dois parágrafos.

§ 1º. A transmissão de energia compreende também o transporte pelas linhas de subtransmissão ou transmissão secundária que existem entre as subestações de distribuição.

§ 2º. O serviço de transmissão pode ainda compreender o fornecimento de energia a consumidores de alta tensão, mediante suprimentos diretos das linhas de transmissão e subtransmissão.

A ANEEL é o órgão responsável pelo Estado para celebrar os contratos de concessão de serviços públicos com os agentes e pela regulamentação e

fiscalização do poder concedente, em conjunto com a ONS, que é a responsável pela administração do sistema de transmissão.

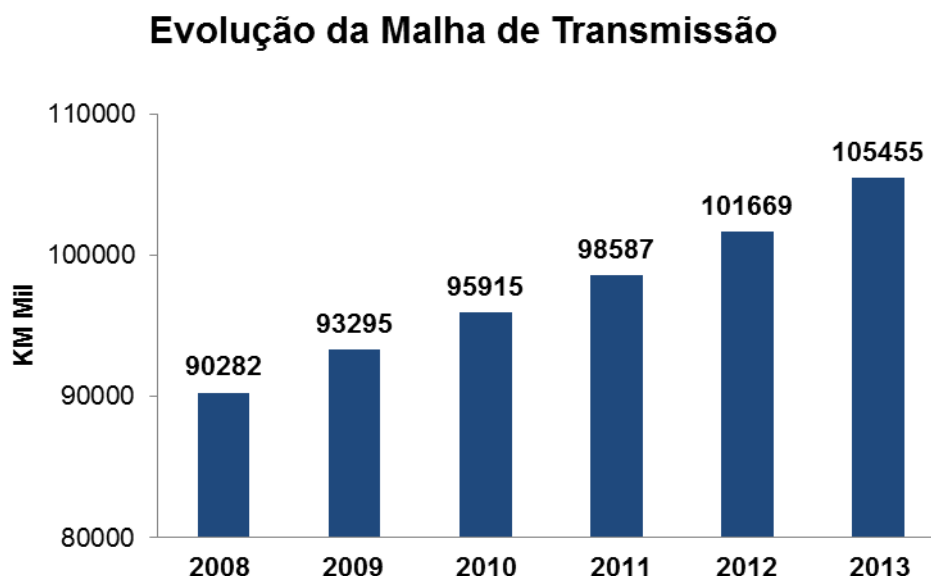
As receitas dos agentes de transmissão, Receita Anual Permitida (RAP), consistem, basicamente, dos encargos de uso do sistema de transmissão, que são pagos pelos usuários e calculados com base nos montantes de uso previstos contratualmente. A RAP é calculada e homologada pela ANEEL anualmente, pela movimentação (ingressos ou redução) dos usuários de serviços de transmissão e montantes contratados pela rede. E também são revisadas na data base da revisão contratual do contrato de concessão.

Conforme legislação brasileira, as concessionárias de transmissão devem se responsabilizar, segundo Tolmasquim (2011), por:

- ✓ Propiciar um relacionamento comercial com os usuários, relativo ao uso dos sistemas de transmissão e a conexão em suas instalações, recebendo e encaminhando as solicitações ao ONS, e prestando as informações necessárias ao interessado.
- ✓ Negociar e celebrar com a interveniência do ONS, os Contratos de Conexão com os usuários que venham a se conectar em suas instalações.
- ✓ Implementar providências de sua competência, necessárias à efetivação do acesso requerido.
- ✓ Efetuar o faturamento relativo ao acesso às suas instalações de transmissão.
- ✓ Informar mensalmente ao ONS as medições referentes aos usuários conectados diretamente às suas instalações de transmissão.

O sistema de transmissão no Brasil é composto por mais de 105,5 mil quilômetros de linhas, com capacidade de transformação de 274.237,8 MVA e operado por 68 concessionárias (em Apêndice neste estudo). A expansão da rede de transmissão no Brasil é oriunda do crescimento da estrutura do segmento de geração da configuração e do desenvolvimento do sistema de consumo nacional. A principal característica desse segmento é a sua divisão em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange a quase totalidade do território brasileiro, e os Sistema Isolados, instalados principalmente na região Amazônica que totalizam 1,7% da energia requerida no país. (SIN, 2014).

O Gráfico 5 apresenta a evolução da malha de transmissão no Brasil.



**Gráfico 5 – Evolução do Sistema de Transmissão no Brasil**

Fonte: Jornal Valor Econômico (2014)

O SIN abrange as regiões Sul, Sudoeste, Centro-Oeste, Nordeste e boa parte da região Norte. Segundo relatório anual do ONS, no horizonte de 2011/13 somaram-se aproximadamente 103,3 mil quilômetros de linhas de transmissão com tensões de 230, 345, 440, 500, 600 e 750 kV (rede básica) que transportaram 105.343 Mw da energia brasileira, ou seja, este sistema corresponde a 79% da energia instalada brasileira. (SIN, 2014).

O ONS é o responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob fiscalização e regulação da ANEEL; nos benefícios desta integração e operação coordenadas está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões.

Os Sistemas Isolados são abastecidos, predominantemente, por usinas térmicas, Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidroelétricas (CGH) e usinas de biomassas, localizadas principalmente nos estados da região Amazônica (Amazonas, Roraima, Acre, Amapá e Rondônia) e são assim denominadas por não estarem interligadas ao SIN e por não permitirem o intercâmbio de energia elétrica com outras regiões. (TOLMASQUIM, 2011).

Estes sistemas isolados de maior parte suprem as capitais Rio Branco, Macapá, Manaus, Porto Velho e o Estado de Roraima, com exceção da capital Boa Vista e região, que tem sua energia suprida pela Venezuela. A cidade de Manaus é suprida por 50% do mercado total do sistema isolado. Por serem predominantemente térmicos, os Sistemas Isolados apresentam custos de geração superiores ao SIN. Para assegurar à população atendida por esses sistemas os benefícios usufruídos pelos consumidores do SIN, o Governo Federal criou a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), encargo setorial que subsidia a compra de óleo diesel e óleo combustível usado na geração de energia por usina termoelétrica que atende as áreas isoladas. (SIN, 2014).

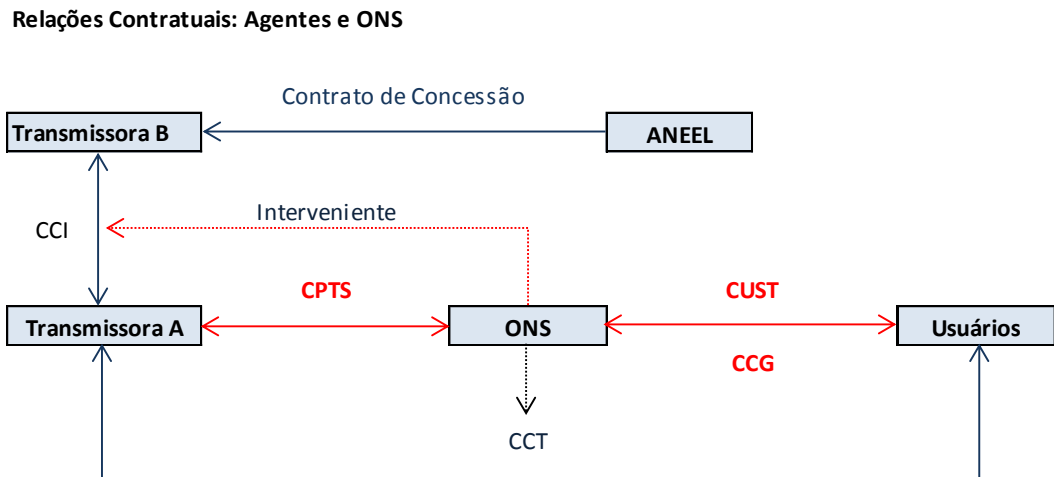
Para regulação econômica e técnica, o sistema de transmissão brasileiro compreende dois componentes: A Rede Básica e as Demais Instalações de Transmissão (DIT). A rede básica é formada por instalações de transmissão e equipamentos de subestação em tensão de 230 kilovolt (kV); ou superior e transformadores de potência com tensão primária de 230 kV, ou superior com tensões secundárias e terciárias inferiores e abaixo de 230 kV, bem como, as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 01 de julho de 2004 (artigo 3º. da Resolução ANEEL nº. 76/2004). (SIN, 2014).

Conforme artigo 4º. da referida Resolução, as DIT são formadas por: - instalações de transmissão e equipamentos de subestação em qualquer tensão, quando de uso exclusivo ou compartilhado de centrais geradoras, ou de uso exclusivo de consumidores livres; - interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando usados para importar ou exportar energia elétrica; - linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão até 230 kV, localizados ou não, em subestação da rede básica.

O segmento de transmissão é considerado monopólio natural, e a prestação dos respectivos serviços é qualificada juridicamente como serviço público. No âmbito do sistema de transmissão são firmados os seguintes contratos para o uso das redes de transmissão:

- a) Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPTS.
- b) Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão – CUST.
- c) Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT.
- d) Contratos de Compartilhamento de Instalações – CCI.

A Figura 5 demonstra um mapa de todos os contratos que comportam o uso do sistema de transmissão e evidencia o papel da ONS, como interveniente em todas as relações comerciais e técnicas dos serviços de transmissão, tanto entre usuários e transmissoras quando destas entre si.



**Figura 5 – Esquema Contratual entre Agentes de Transmissão e a ONS**  
 Fonte: Adaptado de Tolmasquim (2011)

### 4.3.3. Atividades de Distribuição

A conexão e atendimento aos consumidores residências, comerciais e industriais são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão, todo o suprimento destinado ao abastecimento no país. Hoje o mercado de distribuição é formado por 64 concessionárias, sendo 47 de capital privado e 17 concessionárias de capital público.

Este segmento detém 72 milhões de Unidades Consumidoras (UC), termo que corresponde ao conjunto de instalações/equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor, divididos entre

consumidores residências, industriais, comerciais e rurais, sendo que 85,35% são consumidores residenciais, 7,27% são consumidores comerciais, os consumidores rurais representam 5,55% e os industriais equivalem a 0,78%. Quando se verifica o consumo em 2012, segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), tem-se a seguinte distribuição: Residencial = 37,39%, Comercial = 23,68%, Industrial = 20,14% e Rural = 6,24%. (ANEEL, 2013).

As empresas de distribuição firmam contrato de concessão de serviço público com o Poder Concedente, representado pela ANEEL, no qual estabelecem, entre outras regras: tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade, qualidade dos serviços, atendimento prestado aos consumidores, assim como as penalidades para o caso de descumprimento.

Nas redes de transmissão, após deixar a usina, a energia elétrica trafega em tensão que varia de 88 kV a 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, a tensão é rebaixada e, por meio de um sistema composto de fios, postes e transformadores, chega a unidade final de 127 ou 220 volts. Exceção a essa regra são algumas unidades industriais que operam com tensões mais elevadas (de 2,3 kV a 88 kV) em suas linhas de produção e recebem energia elétrica diretamente da subestação da distribuidora. (ANEEL, 2008).

As concessionárias de distribuição são remuneradas por meio de tarifas de fornecimento de energia e de uso do sistema de distribuição. Na tarifa de fornecimento e observando a modicidade tarifária, o repasse às tarifas para o consumidor final é estabelecido com base nos preços e na quantidade de energia elétrica, acrescidos de encargos e tributos. Como ocorre também para as transmissoras, os mecanismos de regulação das Distribuidoras são basicamente a revisão tarifária, que incide periodicamente a cada 03, 04 ou 05 anos, dependendo do contrato de concessão, e o reajuste tarifário anual, que se trata de correção monetária e do compartilhamento de ganhos de produtividade.

Com o Novo Modelo do Setor Elétrico, a contratação de energia por parte das distribuidoras passou a ser uma atividade regulada, ou seja, a distribuidora não pode mais contratar energia livremente para atender a seus consumidores. Essa mudança buscou proporcionar tarifas mais baratas aos consumidores cativos, fomentando, também, a expansão competitiva da geração, por meio de processo público, transparente e com igualdade de acesso a todos os interessados.

Para tanto, as distribuidoras são obrigadas a informar a quantidade de energia necessária ao atendimento do seu mercado para os próximos 05 anos – conforme determina o artigo 3º, da Lei nº. 10.848, de 07 de julho de 2004 e o artigo 17º. do Decreto nº. 5.163, de 27 de maio de 2004 – cujas informações são de base para o Ministério de Minas e Energia para elaborar o plano de energia nova e para licenciamento de novos projetos de geração de energia elétrica. (TOLMASQUIM, 2011).

#### **4.3.4. Atividades de Comercialização**

O mercado de comercialização de energia foi instituído pela Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, a qual definiu e autorizou a atividade de compra e venda de energia junto ao SIN e criou a figura do consumidor livre de energia; com isso, as empresas de comercialização de energia passaram a atuar no regime de livre negociação. (TOLMASQUIM, 2011).

Este mercado foi desenvolvido com o objetivo de reduzir os custos de transação e permitir o atendimento dos consumidores, de acordo com a sua demanda de aquisição de energia, e com o propósito de estabilizar o preço da energia no mercado.

A partir do Novo Modelo, os agentes de comercialização passaram a participar tanto do mercado regulado (através de leilões de energia existente), como do mercado livre de energia, atuando como vendedores ou compradores. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) os consumidores denominados cativos, pactuam contratos de adesão com o distribuidor que opera na região, mas, podem negociar as cláusulas desses contratos. Os consumidores livres operam no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e podem escolher seu fornecedor de energia, negociar preços e condições. Todos os dois mercados são regulamentados pela ANEEL e, especificamente, o mercado de curto prazo é administrado e operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão instituído pela Lei nº. 10.848/04 e pelos Decretos nº. 5.163/04 e nº. 5.177/04). (TOLMASQUIM, 2011).

São denominados de consumidores especiais, aqueles que se tornam livres adquirindo energia de fontes incentivadas, conforme regulamentação específica. Do mesmo modo, tem-se a figura do consumidor potencialmente livre que optam por operar no ACR, embora preencham os requisitos para se tornarem consumidores livres. Portanto, o Novo Modelo definiu os seguintes ambientes de comercialização de energia: Consumidores Livres; Consumidores Potencialmente Livres; Consumidores Especiais; Consumidores Cativos.

A CCEE tem função importantíssima no mercado de comercialização de energia, uma vez que este órgão funciona como um *clearing house*, pois todas as relações comerciais entre agentes vendedores e compradores de energia são regidas, predominantemente, por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos no âmbito do SIN devem ser registrados na CCEE, sem prejuízo de seu registro, aprovações ou homologação pela ANEEL. (TOLMASQUIM, 2011).

Para o autor, no processo de contabilização, as diferenças entre os volumes contratados e os efetivamente movimentados são contabilizadas pela CCEE e liquidadas no mercado de curto prazo. Isto permite que as partes “zerem” suas posições, por meio de compra ou venda de energia elétrica, em base mensal, pelo preço de mercado de curto prazo, ou pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), onde esta liquidação é compulsória e se dá no mercado de curto prazo definido pela CCEE.

Visando garantir o planejamento e a expansão da oferta de energia, o governo instituiu a contratação obrigatória, antecipada e integral da demanda projetada dos distribuidores e segmentou o mercado de demanda em dois ambientes (ACR e ACL). Com isto, conseguiu concretizar o princípio da modicidade tarifária e a maior transparência nas licitações pelo menor preço e referência de preços aos consumidores livres.

O ACR abriga os distribuidores e os consumidores cativos, atendidos exclusivamente pelo distribuidor local, com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. O ACL abriga os consumidores livres, aptos a comprar energia de qualquer fornecedor, com exceção dos distribuidores, e os comercializadores, que podem comprar energia de qualquer fornecedor e vendê-la a qualquer comprador, exceto consumidores cativos.

O processo de comercialização é regido por regras e procedimentos de comercialização regulamentados pela ANEEL e controlado pelo processo de

contabilização e liquidação pela CCEE. Fora deste ambiente, existem leilões organizados pela ANEEL ou por meio da CCEE, a fim de adequar a oferta de energia de usinas em operação e de novos empreendimentos (hídricos, térmicos e eólicos) através das seguintes formas de leilão: - de Energia Existente; - de Ajustes; - de Energia Nova; - de Projetos Estruturantes; - de Fontes Alternativas; - de Energia de Reserva. Também há Contratação de Energia Reserva. (TOLMASQUIM, 2011).

Os prazos de venda da energia dependem do tipo de leilão. Para os leilões de novos empreendimentos tem-se: energia nova, projetos estruturantes, fontes alternativas e energia reserva. Os prazos de 15 a 30 anos são para as usinas existentes; o prazo de 03 a 12 meses para os leilões de ajustes e o prazo de 03 a 08 anos para os leilões de energia existente.

Com relação ao novo modelo do setor elétrico, até hoje não há um consenso sobre o seu êxito ou não, mas, não se pode esquecer que ocorreram significativas melhoras na sua capacidade de geração (quase 40%) nos últimos anos, com um consumo que cresceu 23%, o que demonstra que o planejamento e a contratação de energia de longo prazo acontecem, de forma organizada, conforme mostra o Quadro 11.

### Os números do Novo Modelo

Evolução do setor elétrico em dez anos

Indicadores	2004	2013	Variação
Capacidade Instalada do sistema (em MW)	90.679	126.755	39,8%
Mercado de distribuidoras (em mil MWh)	266.276	327.867	23,1%
Faturamento das distribuidoras (em R\$ milhão)	56.672	83.551	47,4%
Duração média de interrupções no fornecimento (em horas/ano)	15,81	18,65	18,0%
Frequencia média de interrupções no fornecimento (ocorrências/ano)	12,12	11,10	-8,4%

### Quadro 11 – Evolução do Setor Elétrico em 10 Anos

Fonte: ANEEL (2008a)

Um dos grandes problemas postergados na introdução deste modelo é o tratamento da renovação das concessões que venceriam entre 2015 e 2017. Para tratar esta questão, o Governo antecipou a discussão deste tema com a implantação da Medida Provisória nº. 579, que forçava aos *players* interessados na renovação uma redução tarifária, em nome de uma possível redução dos custos de produção e distribuição de energia ao consumidor final, sendo que os seus maiores críticos

políticos argumentavam que esta estratégia era um processo inicial e demagógico na disputa eleitoral.

Segundo Ildo Sauer, Diretor do Instituto de Energia Elétrica e Ambiente da Universidade de São Paulo (USP) e Diretor da Petrobrás durante os anos de 2003 e 2007 declarou: “Ao publicar a MP 579, a presidente Dilma decretou que o modelo criado pela ministra Dilma foi um fracasso”. (POLIDO, 2014).

Para melhor entender o que trazia esta Medida, que foi transformada em Lei posteriormente, seus impactos no segmento de energia elétrica e os riscos introduzidos no ambiente setorial, descreve-se e se faz análise, no próximo tópico, de como foi a reação do mercado.

#### **4.4. A Medida Provisória Nº. 579, de 11 de Setembro de 2012**

A Presidente da República, Dilma Rousseff, em pronunciamento oficial de 07 de setembro de 2012, fez uma declaração que deu início à série de mudanças regulatórias. Suas palavras foram:

Vou ter o prazer de anunciar a mais forte redução que se tem notícia neste país, nas tarifas de energia elétrica das indústrias e dos consumidores domésticos. A medida vai entrar em vigor no início de 2013. A partir daí, todos os consumidores terão sua tarifa de energia elétrica reduzida. Ou seja, a sua conta de luz vai ficar mais barata. Os consumidores residenciais terão uma redução média de 16,2%. A redução para o setor produtivo vai chegar a 28% (...). (GODOI, 2013).

Quatro dias depois, no chamado 11 de setembro de 2012, do setor elétrico, o mercado conheceria a Medida Provisória nº. 579/12, que se transformou, posteriormente, na Lei nº. 12.783/13, e cuja meta primária era a de reduzir a tarifa de energia. Contudo, teve como consequências secundárias uma série de outros ajustes em função do descontentamento do setor como um todo o que desencadeou uma revolução no mercado elétrico brasileiro.

O governo brasileiro vem desenvolvendo alguns esforços no sentido de garantir uma nova política econômica, capaz de garantir a redução de custos e estimular novos investimentos, visando um novo ciclo de crescimento sustentado para o país. O setor elétrico foi o primeiro setor da economia brasileira a sofrer

modificações, aproveitando-se que ativos antigos de geração e transmissão deveriam ter seus contratos de concessão a vencer no período de 2015 a 2017.

O desenvolvimento da política econômica brasileira está lastreado na criação de novas condições de investimentos privados nos segmentos de infraestrutura de rodovias, portos, ferrovias e aeroportos, pensando-se nos grandes eventos esportivos de 2014 e 2016 (Copa do Mundo e Olimpíadas respectivamente) e utilizando-se da experiência anterior exitosa do Novo Modelo do Setor Elétrico, visando aumentar a competitividade e redução do custo Brasil.

Em 2011, a Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP), passou a discutir publicamente, inclusive com campanhas públicas na grande imprensa, a necessidade de licitações, conforme lei estabelecida, visando o barateamento das tarifas de energia. Em contrapartida, as associações de empresas geradoras e transmissoras passaram a reivindicar a prorrogação das concessões, no que era acompanhado pelos movimentos sindicais de empregados estatais.

Dentro destes objetivos, ficou evidente a discussão que o custo da energia brasileira impactava, de forma relevante, na competitividade das indústrias instaladas no Brasil, e que a redução do custo deste insumo era fundamental para a economia nacional. A MP 579/12 tinha dois objetivos básicos: a diminuição dos encargos setoriais e a redução das tarifas de energia, por meio da renovação antecipada das concessões que venceriam nos próximos 05 anos. Com isto, o governo brasileiro pretendia demonstrar, de modo transparente, o esforço em garantir um crescimento sustentável ao longo dos próximos anos para a economia brasileira.

Em relação aos encargos setoriais, a MP 579/12 determinou o fim da cobrança da Conta de Consumo de Combustível (CCC), da Reserva Global de Reversão (RGR) e diminuiu em 25% o valor da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) nas tarifas. Esta redução de encargos proposta deveria representar uma redução média de 20% na tarifa de energia.

A segunda parte desta medida impactou um volume expressivo de concessões que venceriam no período de 2015 a 2017, cujas discussões já vinham acontecendo junto ao mercado energético brasileiro, pois não se sabia o destino que seria dado a estas concessões, embora houvesse duas opções, ou seja, renovar de forma onerosa ou efetuar novas licitações para estes ativos. Estes ativos representavam 22.341 Megawatts (MW) em usinas hidroelétricas (26,1% da

capacidade instalada) e 85.326 km de linhas de transmissão (80,6% das linhas existentes).

Por meio da MP 579/12, o governo optou pela alternativa de renovação das concessões, mas dentro de uma postura legalista: a reversão dos ativos para a União, com a opção das atuais concessionárias manterem a concessão dos ativos, desde que aceitassem a antecipação do vencimento do contrato e passagem à condição de simples operadores e mantenedores das usinas hidroelétricas, passando a receber uma tarifa pelo custeio das atividades. Desta forma, as empresas detentoras dos ativos de geração passam à posição de prestadoras de serviços, não mais comercializando a energia elétrica ao preço de mercado. (...). O mesmo acontece com as concessionárias de transmissão, que passam a ser remuneradas por uma tarifa que contemplará apenas custos de operação e manutenção. (CASTRO et al., 2013, p.16-17).

As empresas tiveram 35 dias da publicação da medida provisória para analisar e concluir se aceitavam a adesão às novas condições das concessões e, nos casos positivos, tiveram os seus contratos de concessão renovados a partir de janeiro de 2013, pelo período de 30 anos. As empresas afetadas pela medida provisória foram as do Grupo Eletrobrás, CTEEP, COPEL, CESP e CEMIG.

O choque provocado pelo novo marco regulatório, introduzido pela medida provisória foi mal precificado pelo mercado de capitais, pois, as empresas do setor elétrico, principalmente as detentoras de contratos de concessão com vencimento de 2015 a 2017, tiveram baixas relevantes nos valores de suas ações ao longo do ano de 2013, em virtude da perda drástica de receita operacional e pela falta de definição da compensação (ressarcimento) dos ativos anteriores ao ano de 2000, que não foram incluídos no cálculo de indenização do Governo Federal.

As primeiras estimativas de ressarcimento do Governo Federal eram de R\$ 30 bilhões (sem a definição da indenização dos ativos anteriores a 2000), enquanto a presidência da Eletrobrás indicava que o grupo tinha uma expectativa de ressarcimento de aproximadamente R\$ 28 bilhões.

Uma série de depoimentos e análises, que explicam os impactos negativos da MP 579/12 no setor de energia elétrica, são apresentados no Capítulo 6 desta dissertação.

## 4.5. Impactos e Resultados nas Empresas do Setor Elétrico

“Um ano após o Governo publicar a Medida Provisória 579, as 13 principais companhias do setor tem valor de mercado 20% inferior”. Esta foi a “chamada” da reportagem das jornalistas Beatriz Cutait e Luciana Seabra, intitulada “A Nova Era das Elétricas e publicada no Jornal Valor Econômico, caderno EU &, de 11 de setembro de 2013.

Empresa	Valor de Mercado (em R\$ Bilhões)		
	31-ago-12	9-set-13	Variação %
Eletropaulo	3,739	1,523	-59,27%
Eletrobras	19,079	9,380	-50,84%
CEMIG	27,807	18,355	-33,99%
CESP	10,061	6,944	-30,98%
Copel	9,438	7,195	-23,77%
Light	5,021	3,830	-23,72%
AES Tietê	9,660	7,785	-19,41%
CTEEP	7,309	6,152	-15,83%
Energias do Brasil	6,168	5,493	-10,94%
CPFL Energia	20,689	19,322	-6,61%
Coelce	3,075	3,313	7,74%
Tractebel	22,037	24,106	9,39%
Equatorial	1,704	4,048	137,56%
<b>Total</b>	<b>145,787</b>	<b>117,446</b>	<b>-19,44%</b>

### Quadro 12 – Evolução do Valor das Ações das Empresas do Setor Elétrico

Fonte: Jornal Valor Econômico (2013)

Esse descontentamento refletiu-se no valor de mercado das empresas no mercado de capitais e o Índice de Energia Elétrica (IEE) fechou em 09/11/2013 em 27.329 pontos, representando 16,7% abaixo dos 32.805 pontos de 31/08/12.

Como pode ser observado no Quadro 12, mesmo as empresas não afetadas pela Medida Provisória nº. 579/12 tiveram perdas significativas como a Eletropaulo e a Light, enquanto as empresas do Grupo Eletrobrás perderam metade do valor (baixa de 50,8%). Do mesmo modo, as empresas que não aceitaram a renovação antecipada, caso da CEMIG e CESP, também tiveram baixas de 33,9% e 30,9% respectivamente.

Com adaptação do texto de Castro et al. (2013), três principais fatores podem ser apontados como determinantes para as quedas verificadas pelo mercado de capitais:

1) Era consenso que o governo deveria renovar as concessões, ao invés de efetuar novas licitações no vencimento, com redução da receita operacional. Esta redução de receita se daria no vencimento das concessões (2015/17) e com a MP 579/12 a perda de receita foi superior ao esperado e antecipado para 2013.

2) Algumas usinas hidroelétricas tinham como direito da regra de concessão, o direito de renovação nos mesmos termos da concessão original, contudo, verificou-se através da MP que estas regras não foram mantidas e a remuneração pela renovação da concessão seria feita pelos custos e operação e manutenção.

3) Houve uma percepção de aumento de risco regulatório do setor elétrico. O setor elétrico, até a MP 579, era considerado previsível, devido ao seu marco regulatório estável e bem fundamentado. Esse fator era corroborado pelo fato das empresas do setor serem conhecidas como boas pagadoras de dividendos.

Na avaliação efetuada pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ, coordenado pelo Professor Nivalde de Castro, e citada em entrevista, “a exposição ao efetivo risco regulatório impactou negativamente o fluxo de caixa, obrigando o governo a tomar medidas conjunturais de emergência cujos resultados efetivos no médio prazo ainda não são previsíveis”. (GODOI, 2013)

Tendo em vista os resultados dos últimos leilões de linhas de transmissão em 2013, somadas aos vários depoimentos e afirmações de analistas do segmento de energia, verifica-se que após a implantação da MP 579/12, transformada em Lei nº. 12.783/13 ressurgiu o risco regulatório no segmento de energia elétrica e também em todo segmento da infraestrutura brasileira.

Portanto, o risco regulatório para o setor elétrico brasileiro tinha deixado de ser uma preocupação para os gestores, pois, há mais de 10 anos as principais regras e normas do setor estavam estabelecidas e conhecidas por todas as empresas que operavam no segmento. Até a introdução da MP 579/12, a única dúvida que existia para todos os agentes do setor, era saber quando o governo iria estabelecer as regras de leilão para a renovação das concessões que venceriam a partir de 2015.

Como demonstrado, as empresas do setor elétrico tiveram considerável perda do seu valor de mercado e da sua capacidade de financiamento e investimento, já que o risco e a incerteza da geração de caixa, provocado pela possibilidade de haver outras novas alterações de regras no segmento, fizeram com que os principais agentes introduzissem nas suas análises de negócio, o risco regulatório.

No capítulo subsequente são identificados os riscos geridos nas principais empresas com alto padrão de governança corporativa do setor elétrico, bem como, se procurou analisar como estas empresas do segmento estão tratando o risco regulatório, depois da implantação e promulgação da Lei nº. 12.783 (antiga MP 579/12).

## 5. AÇÕES METODOLÓGICAS

Cooper e Schindler (2003) definem que as pesquisas devem ser realizadas com base em investigação sistemática, alicerçada em critérios consistentes, a fim de gerar informações confiáveis para melhor entender os fenômenos relacionados às organizações.

Para atender aos objetivos propostos, optou-se pela pesquisa de abordagem qualitativa, do tipo exploratória e descritiva, com a utilização de entrevistas junto aos participantes do estudo e coleta de dados secundários das empresas selecionadas.

A pesquisa qualitativa caracteriza-se pela descrição, compreensão e interpretação de fatos e fenômenos, em oposição à pesquisa quantitativa, em que predominam mensurações. (MARTINS, 2006). Godoy (1995), por sua vez, afirma que a pesquisa qualitativa, apesar de ter sido utilizada por antropólogos e sociólogos regularmente, passou a ser também utilizada em outras áreas da ciência, como psicologia, educação e administração de empresa.

Diante do exposto, Martins (2006) assevera que, de modo geral, pesquisas quantitativas são mais adequadas ao processo de testar teorias, ao passo que pesquisas qualitativas aplicam-se melhor a situações em que se deseja a construção de teorias.

A escassez de estudos sobre o relacionamento entre estruturas de governança corporativa e gestão de riscos, em empresas do segmento elétrico brasileiro, evidenciada a partir da revisão da literatura disponível, justifica o emprego da pesquisa exploratória com o intuito de obter maior conhecimento sobre o problema de pesquisa.

No campo das Ciências Sociais Aplicadas há fenômenos de elevado grau de complexidade e de difícil quantificação, cujo tratamento pressupõe um maior nível de detalhamento. Esta pesquisa é descritiva e interativa, envolvendo a obtenção de dados, a serem analisados por este pesquisador e, com a situação estudada, cabendo a ele compreendê-la, assim como as suas perspectivas, em conjunto com os participantes do estudo.

Gil (1999) destaca que as pesquisas exploratórias costumam ser empregadas quando o tema de pesquisa é pouco explorado, como ocorre com o problema de pesquisa em questão. Ratificando tal ponto de vista, Sellitz et al (1975)

apontam que a pesquisa exploratória presta-se ao esclarecimento de conceitos e ao estabelecimento de prioridades para futuras pesquisas.

Ponto de vista semelhante apresenta Eisenhardt (1989), ao explicar que a pesquisa e o estudo exploratório podem ser considerados apropriados para os estágios iniciais da pesquisa sobre determinado tópico ou para fornecer novas perspectivas a um tópico já pesquisado.

Martins (2006), de forma convergente, afirma que o estudo exploratório permite a penetração na realidade social, mediante a imersão profunda e exaustiva em um objeto delimitado.

De modo geral, considera-se que a utilização de pesquisa exploratória, proporciona evidências inseridas em diferentes contextos, concorrendo para a elaboração de uma pesquisa de melhor qualidade. (GIL, 2007).

Como este estudo está trabalhando um tema com ainda pouca informação no ambiente de mercado de capitais brasileiro e na literatura, a pesquisa tem cunho exploratório, por parecer a forma mais adequada. O número de empresas é pequeno e não permite o uso adequado dos procedimentos estatísticos baseados na amostragem e não há hipóteses muito claras para serem testadas.

Os dados primários foram colhidos com entrevistas realizadas com os gestores de riscos corporativos das empresas pesquisadas.

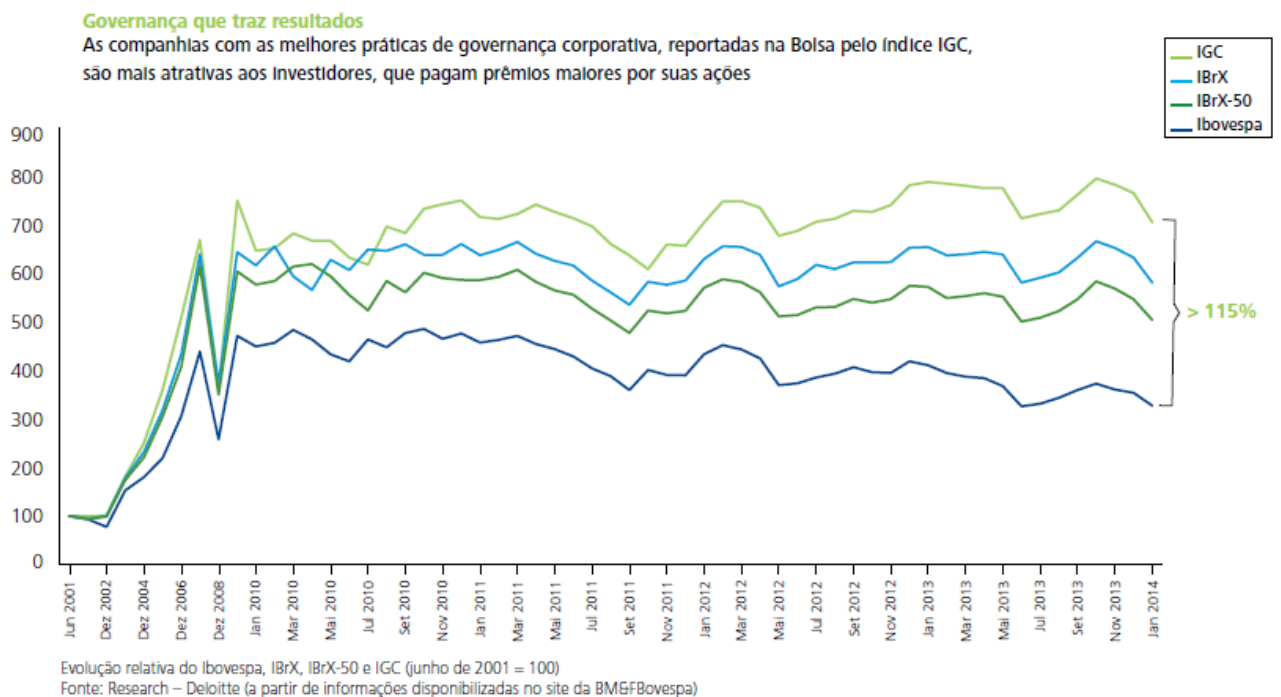
No processo de pesquisa também foram utilizados dados secundários e informações pertinentes ao objeto do estudo, ou seja, estas foram coletadas, tabuladas e analisadas com objetivo de produzir conhecimento a partir da combinação de dados dispersos nas diversas fontes.

Para este fim, foram utilizadas as informações públicas de políticas ou procedimentos de gerenciamento de riscos, disponíveis nos sites de Relações de Investidores das empresas selecionadas, bem como, informações publicadas no site da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e Bolsa de Valores de São Paulo (BM&F BOVESPA), nos relatórios de referência nos capítulos 04 - Fatores de Riscos e 05 - Políticas de Gerenciamento de Riscos e Riscos de Mercado. No caso da empresa em estudo ter papéis negociados na Bolsa Americana, será utilizado o Relatório 20-F, que descreve os principais riscos gerenciados. Igualmente Também se faz uso de informações públicas e dados disponibilizados e autorizados de pesquisas e fóruns de discussões ligadas ao setor elétrico sobre Gestão de Riscos da Deloitte.

## 5.1. Plano Amostral

Grandes empresas brasileiras começaram a perceber a importância do processo de governança corporativa num ambiente de negócios cada vez mais competitivo, integrado e com regulamentações mais rigorosas.

No estudo elaborado pela Deloitte (2014) – denominado “O estágio atual da gestão de riscos - estratégias e ações para o crescimento sustentável” – foi apresentado um gráfico comparativo da evolução do índice da BOVESPA em comparação com vários índices que foram instruídos e que aprimoraram os níveis de governança corporativa gerando resultados no valor das companhias que participam destes mercados. Conforme comprovado no Gráfico 6, as empresas que pertencem ao grupo de governança corporativa diferenciada tem seu desempenho superior às demais empresas que atuam na Bolsa.



**Gráfico 6 – Evolução do Comparativo dos Índices da BOVESPA**  
Fonte: Deloitte (2014)

Para a utilização de múltiplas informações é preciso seguir uma lógica de replicação e não de amostragem, devendo o pesquisador escolher cuidadosamente, com base em razões teóricas e não estatísticas (EISENHARDT, 1989), segundo critérios de seleção que variam conforme os propósitos definidos para a pesquisa (GIL, 2007).

Desse modo, foram definidos intencionalmente critérios para a seleção das empresas a serem pesquisadas, com base nos objetivos da pesquisa e na contribuição que poderiam fornecer ao estudo. As empresas foram selecionadas dentre os bancos de dados e atuantes no mercado de capitais brasileiro e que atendem as seguintes condições:

a) Empresas que tenham registros e listadas na BMF&BOVESPA e estejam ativas nos seus diversos mercados.

b) Estejam listadas no Novo Mercado ou nos Níveis Diferenciados de Governança Corporativa na BM&FBOVESPA (Novo Mercado, Nível 2 e Nível 1).

c) Participem dos Índices da BM&FBOVESPA tais como: BOVESPA, de Energia Elétrica (IEE), Brasil (IBR-X), Sustentabilidade (ISE), Governança Corporativa Diferenciada (IGCX) e Governança Corporativa Diferenciada do Novo Mercado (IGC-NM).

d) E tenham nos últimos 03 anos (2011 a 2013) o atendimento ao artigo 24 da Instrução CVM nº. 480/09, no preenchimento do formulário de referência.

Tendo-se estabelecido a população-alvo, aplicou-se o critério de amostragem por acessibilidade ou por conveniência, isto é, as empresas objeto da pesquisa são aquelas cujas informações foram disponibilizadas ao pesquisador, de acordo com o entendimento de diversos autores (COOPER; SCHINDLER, 2003; GIL, 1999; VERGARA, 2007).

Cooper e Schindler (2003) entendem que a amostragem por conveniência é apropriada para os estágios iniciais de uma pesquisa exploratória.

Na primeira seleção foram encontradas 66 (sessenta e seis) empresas com registro ativo na BM&FBOVESPA, conforme demonstrado no Quadro 13.

EMPRESAS DO SETOR ELETRICO LISTADAS NA BMBF BOVESPA				
Número	Razão Social	Nome de Pregão	Código	Segmento
1	521 PARTICIPACOES S.A.	521 PARTICIP		Participação
2	524 PARTICIPACOES S.A.	524 PARTICIP	QVQP	Holding
3	AES ELPA S.A.	AES ELPA	AELP	Participação
4	AES SUL DISTRIB GAUCHA DE ENERGIA S.A.	AES SUL	AESL	Distribuição
5	AES TIETE S.A.	AES TIETE	GETI	Geração
6	AFLUENTE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	AFLUENTE	AFLU	Geração
7	AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	AFLUENTE T	AFLT	Transmissão
8	ALUPAR INVESTIMENTOS S/A	ALUPAR	ANDG	Participação
9	AMPLA ENERGIA E SERVICOS S.A.	AMPLA ENERG	ALUP	Distribuição
10	ANDRADE GUTIERREZ CONCESSOES S.A.	AGCONCESSOES	CBEE	Holding
11	BAESA - ENERGETICA BARRA GRANDE S.A.	BAESA	BESA	Geração
12	BANDEIRANTE ENERGIA S.A.	EBE	EBEN	Distribuição
13	BONAIRE PARTICIPACOES S.A.	BONAIRE PART	BNPA	Participação
14	CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA ENERGIA S.A.	CACHOEIRA	CPTE	Transmissão
15	CEMIG DISTRIBUICAO S.A.	CEMIG DIST	CMGD	Distribuição
16	CEMIG GERACAO E TRANSMISSAO S.A.	CEMIG GT	CMGT	Geração e Transmissão
17	CENTRAIS ELET BRAS S.A. - ELETROBRAS	ELETROBRAS	ELET	Holding
18	CENTRAIS ELET DE SANTA CATARINA S.A.	CELESC	CLSC	Holding
19	CENTRAIS ELET DO PARA S.A. - CELPA	CELPA	CELP	Distribuição
20	CENTRAIS ELET MATOGROSSENSES S.A.- CEMAT	CEMAT	CMGR	Distribuição
21	CESP - CIA ENERGETICA DE SAO PAULO	CESP	CESP	Geração
22	CIA BRASILIANA DE ENERGIA	BRASILIANA	ENGP	Participação
23	CIA CELG DE PARTICIPACOES - CELGPAR	CELGPAR	GPAR	Participação
24	CIA ELETRICIDADE EST. DA BAHIA - COELBA	COELBA	CEEB	Distribuição
25	CIA ENERGETICA DE BRASILIA	CEB	CEBR	Holding
26	CIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS - CEMIG	CEMIG	CMIG	Holding
27	CIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO - CELPE	CELPE	CEPE	Distribuição
28	CIA ENERGETICA DO CEARA - COELCE	COELCE	COCE	Distribuição
29	CIA ENERGETICA DO MARANHAO - CEMAR	CEMAR	ENMA	Distribuição
30	CIA ENERGETICA DO RIO GDE NORTE - COSERN	COSERN	CSRN	Distribuição
31	CIA ESTADUAL DE DISTRIB ENER ELET-CEEE-D	CEEE-D	CEED	Distribuição
32	CIA ESTADUAL GER.TRANS.ENER.ELET-CEEE-GT	CEEE-GT	EEEL	Geração e Transmissão
33	CIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL	COPEL	CPLE	Holding
34	CIA PAULISTA DE FORCA E LUZ	PAUL F LUZ	PALF	Distribuição
35	CIA PIRATININGA DE FORCA E LUZ	CPFL PIRATIN	CPFP	Distribuição
36	CPFL ENERGIA S.A.	CPFL ENERGIA	CPFE	Holding
37	CPFL GERACAO DE ENERGIA S.A.	CPFL GERACAO	CPFG	Geração
38	CTEEP - CIA TRANSMISSÃO ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	TRAN PAULIST	TRPL	Transmissão
39	DESENVIX ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A.	DESENVIX	DVIX	Geração e Transmissão
40	DUKE ENERGY INT. GER. PARANAPANEMA S.A.	GER PARANAP	GEPa	Geração
41	EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.	ENERGIAS BR	ENBR	Holding
42	ELEKTRO - ELETRICIDADE E SERVICOS S.A.	ELEKTRO	EKTR	Distribuição
43	ELETROBRÁS PARTICIPAÇÕES S.A. - ELETROPAR	ELETROPAR	LIPR	Participação
44	ELETROPAULO METROP. ELET. SAO PAULO S.A.	ELETROPAULO	ELPL	Distribuição
45	EMAE - EMPRESA METROP.AGUAS ENERGIA S.A.	EMAE	EMAE	Geração
46	EMPRESA ENERG MATO GROS.SUL S.A.-ENERSUL	ENERSUL	ENER	Distribuição
47	ENERGISA S.A.	ENERGISA	ENGI	Participação
48	EQUATORIAL ENERGIA S.A.	EQUATORIAL	EQTL	Holding
49	ESPIRITO SANTO CENTR.ELETR. S.A.-ESCELSA	ESCELSA	ESCE	Distribuição
50	FORPART S.A.	FORPART	FPRT	Participação
51	GTD PARTICIPACOES S.A.	GTD PART	GTDP	Participação
52	INVESTCO S.A.	INVESTCO	INVT	Geração
53	ITAPEBI GERACAO DE ENERGIA S.A.	ITAPEBI	ITPB	Geração
54	LIGHT S.A.	LIGHT S/A	LIGT	Participação
55	LIGHT SERVICOS DE ELETRICIDADE S.A.	LIGHT	LIGH	Distribuição
56	MPX ENERGIA S.A.	MPX ENERGIA	MPXE	Geração
57	NEOENERGIA S.A.	NEOENERGIA	GNAN	Participação
58	PRODUTORES ENERGET.DE MANSO S.A.- PROMAN	PROMAN	PRMN	Geração
59	REDE ENERGIA S.A.	REDE ENERGIA	REDE	Holding
60	REDENTOR ENERGIA S.A.	REDENTOR	RDTR	Holding
61	RENOVA ENERGIA S.A.	RENOVA	RENW	Geração
62	RIO GRANDE ENERGIA S.A.	RIO GDE ENER	RGEG	Distribuição
63	TERMOPERNAMBUCO S.A.	TERMOPE	TMPE	Geração
64	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	TRACTEBEL	TBLE	Geração
65	TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	TAESA	TAEe	Transmissão
66	UPTICK PARTICIPACOES S.A.	UPTICK	UPKP	Participação

**Quadro 13 – Lista da Empresa do Setor Elétrico listadas na BOVESPA**  
Fonte: BM&FBOVESPA (2013)

Nesta primeira amostra existem empresas que não atendem ao critério de estarem ativas nos diversos mercados da Bolsa, pois somente 30 empresas (45,5% do total da amostra do segmento) estavam atuantes no setor elétrico com 10 empresas, com uma representatividade de 6,32% do índice BOVESPA, em setembro de 2013.

Após esta etapa a pesquisa passou para os demais critérios de participação nos diversos índices da BM&FBOVESPA. Como se trata do segmento de energia fez-se a opção por fazer um novo corte com a participação no Índice de Energia Elétrica (IEE) da BM&FBOVESPA: primeiro índice setorial da Bolsa, que foi lançado em agosto de 1996, com objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica, que é composto por 16 empresas com valor de mercado de aproximadamente R\$ 129,6 bilhões (BMF&BOVESPA, 2013). O Quadro 14 mostra as empresas que pertenciam ao IEE.

EMPRESAS DO SETOR ELETRICO LISTADAS NA BM&F BOVESPA				Índices
Razão Social	Nome de Pregão	Código	Segmento	IEE Energia Elétrica
AES TIETE S.A.	AES TIETE	GETI	Geração	X
CENTRAIS ELET BRAS S.A. - ELETROBRAS	ELETROBRAS	ELET	Holding	X
CENTRAIS ELET DE SANTA CATARINA S.A.	CELESC	CLSC	Holding	X
CESP - CIA ENERGETICA DE SAO PAULO	CESP	CESP	Geração	X
CIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS - CEMIG	CEMIG	CMIG	Holding	X
CIA ENERGETICA DO CEARA - COELCE	COELCE	COCE	Distribuição	X
CIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL	COPEL	CPLE	Holding	X
CPFL ENERGIA S.A.	CPFL ENERGIA	CPFE	Holding	X
CTEEP - CIA TRANSMISSÃO ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	TRAN PAULIST	TRPL	Transmissão	X
EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.	ENERGIAS BR	ENBR	Holding	X
ELETROPAULO METROP. ELET. SAO PAULO S.A.	ELETROPAULO	ELPL	Distribuição	X
EQUATORIAL ENERGIA S.A.	EQUATORIAL	EQTL	Holding	X
LIGHT S.A.	LIGHT S/A	LIGT	Participação	X
ENEVA S.A. (ex-MPX ENERGIA S.A.)	ENEVA	ENEV	Geração	X
TRACTEBEL ENERGIA S.A.	TRACTEBEL	TBLE	Geração	X
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	TAESA	TAEF	Transmissão	X
				16

**Quadro 14 – Empresas participantes do IEE em setembro de 2013**

Fonte: BM&FBOVESPA (2013)

Como o desenvolvimento da pesquisa se dá no âmbito da gestão de riscos no processo de governança corporativa, o estudo partiu para um novo critério estabelecido para esta amostragem, que é o de pertencer aos índices do Novo Mercado ou nos Níveis Diferenciados de Governança Corporativa da BM&F BOVESPA que são: Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGCX) e Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC-NM).

Antes da apresentação das empresas listadas nestes índices foram definidos os objetivos e critérios estabelecidos para cada índice:

ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial: é a ferramenta para análise comparativa da performance das empresas listadas na BM&FBOVESPA sob o aspecto da sustentabilidade corporativa, baseada em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa. Também amplia o entendimento sobre empresas e grupos comprometidos com a sustentabilidade, diferenciando-os em termos de qualidade, nível de compromisso com o desenvolvimento sustentável, equidade, transparência e prestação de contas, natureza de produto, além do desempenho empresarial nas dimensões econômico-financeira, social, ambiental e mudanças climáticas. O setor de energia elétrica representava 15,52% da carteira com 11 empresas, como mostra o Quadro 15.

EMPRESAS DO SETOR ELETRICO LISTADAS NA BM&F BOVESPA				Índices
Razão Social	Nome de Pregão	Código	Segmento	ISE Sustentabilidade Empresarial
AES TIETE S.A.	AES TIETE	GETI	Geração	X
CENTRAIS ELET BRAS S.A. - ELETROBRAS	ELETROBRAS	ELET	Holding	X
CESP - CIA ENERGETICA DE SAO PAULO	CESP	CESP	Geração	X
CIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS - CEMIG	CEMIG	CMIG	Holding	X
CIA ENERGETICA DO CEARA - COELCE	COELCE	COCE	Distribuição	X
CIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL	COPEL	CPL	Holding	X
CPFL ENERGIA S.A.	CPFL ENERGIA	CPFE	Holding	X
EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.	ENERGIAS BR	ENBR	Holding	X
ELETROPAULO METROP. ELET. SAO PAULO S.A.	ELETROPAULO	ELPL	Distribuição	X
LIGHT S.A.	LIGHT S/A	LIGT	Participação	X
TRACTEBEL ENERGIA S.A.	TRACTEBEL	TBLE	Geração	X
				11

**Quadro 15 – Empresas participantes do ISE em setembro de 2013**

Fonte: BMF&BOVESPA (2013)

IGCX – Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada: tem por objetivo medir o desempenho de uma carteira teórica, composta por ações de empresas que apresentem bons níveis de governança corporativa. Tais empresas devem ser negociadas no Novo Mercado ou estar classificadas nos Níveis 1 ou 2 da BM&FBOVESPA. O segmento de energia elétrica com 16 empresas tinha a representatividade de 6,68% do total do índice, em setembro de 2013, como mostra o Quadro 16.

EMPRESAS DO SETOR ELETRICO LISTADAS NA BM&F BOVESPA				Índices
Razão Social	Nome de Pregão	Código	Segmento	IGC X Governança Corporativa Diferenciada
ALUPAR INVESTIMENTOS S/A	ALUPAR	ANDG	Participação	X
CENTRAIS ELET BRAS S.A. - ELETROBRAS	ELETROBRAS	ELET	Holding	X
CENTRAIS ELET DE SANTA CATARINA S.A.	CELESC	CLSC	Holding	X
CESP - CIA ENERGETICA DE SAO PAULO	CESP	CESP	Geração	X
CIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS - CEMIG	CEMIG	CMIG	Holding	X
CIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL	COPEL	CPLE	Holding	X
CPFL ENERGIA S.A.	CPFL ENERGIA	CPFE	Holding	X
CTEEP - CIA TRANSMISSÃO ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA	TRAN PAULIST	TRPL	Transmissão	X
EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.	ENERGIAS BR	ENBR	Holding	X
ELETROPAULO METROP. ELET. SAO PAULO S.A.	ELETROPAULO	ELPL	Distribuição	X
EQUATORIAL ENERGIA S.A.	EQUATORIAL	EQTL	Holding	X
LIGHT S.A.	LIGHT S/A	LIGT	Participação	X
MPX ENERGIA S.A.	MPX ENERGIA	MPXE	Geração	X
RENOVA ENERGIA S.A.	RENOVA	RENW	Geração	X
TRACTEBEL ENERGIA S.A.	TRACTEBEL	TBLE	Geração	X
TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	TAESA	TAE	Transmissão	X
				16

**Quadro 16 – Empresas participantes do IGCX em setembro de 2013**

Fonte: BM&FBOVESPA (2013)

IGC-NM – Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada – Novo Mercado: o objetivo deste índice é medir o desempenho de uma carteira teórica, composta por ações de empresas que apresentem bons níveis de governança corporativa e que estejam listadas no Novo Mercado. O setor de energia elétrica representava 5,74% da carteira com 06 empresas em 2013, como apresentado no Quadro 17.

EMPRESAS DO SETOR ELETRICO LISTADAS NA BM&F BOVESPA				Índices
Razão Social	Nome de Pregão	Código	Segmento	IGC-NM Governança Corporativa Diferenciada - Novo Mercado
CPFL ENERGIA S.A.	CPFL ENERGIA	CPFE	Holding	X
EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.	ENERGIAS BR	ENBR	Holding	X
EQUATORIAL ENERGIA S.A.	EQUATORIAL	EQTL	Holding	X
LIGHT S.A.	LIGHT S/A	LIGT	Participação	X
MPX ENERGIA S.A.	MPX ENERGIA	MPXE	Geração	X
TRACTEBEL ENERGIA S.A.	TRACTEBEL	TBLE	Geração	X
				6

### Quadro 17 – Empresas participantes do IGC-NM em setembro de 2013

Fonte: BM&FBOVESPA (2013)

Recomenda-se que em estudos com várias fontes de dados sejam adotadas mais técnicas de coleta de dados, visto que a obtenção de dados por meio de técnicas diversas é fundamental para garantir a qualidade dos resultados obtidos e para conferir a validade da pesquisa. (GIL, 2007; MARTINS, 2006).

Após o levantamento com base nos onze (11) critérios escolhidos, definiu-se que as empresas deveriam estar contempladas, pelo menos, em sete (07) dos critérios estabelecidos, conforme mostra o Quadro 18.

Critérios de Seleção da Pesquisa		
Capital Aberto	Sim	1
Atuante no Mercado de Capitais	Balcão	2
	Nível 1	3
	Nível 2	4
	Novo Mercado	5
	Bovespa	6
Atuar nos Índices da Bolsa	IEE	7
	IBrX	8
	ISE	9
	IGC	10
	IGC - NM	11

### Quadro 18 – Critérios de Seleção das Empresas Pesquisadas

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com base nos critérios estabelecidos, foram selecionadas as empresas que passaram para a pesquisa secundária, por meio da leitura e análise dos documentos obtidos junto ao site da CVM ou site de Relações com Investidores, nos Formulários de Referência, nos capítulos: Políticas de Gerenciamento de Riscos, Riscos de Mercado e Fatores de Riscos. Com as informações foi elaborado um questionário para enviar aos gestores de risco, constituindo-se na de fundamentação para a elaboração de entrevistas, observação direta e observação dos participantes. A amostra foi composta por 09 (nove) empresas que são:

- Eletrobrás.
- CESP.
- CEMIG.
- COPEL.
- CPFL Energia.
- EDP – Energias do Brasil.
- Eletropaulo.
- Light.
- Tractebel.

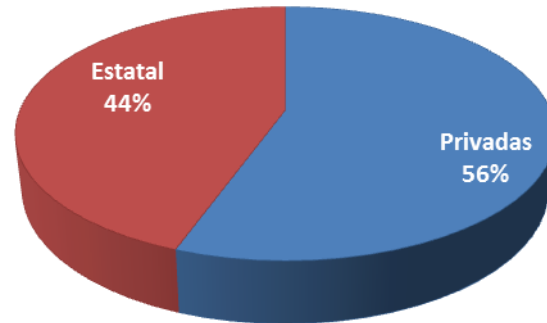
O Quadro 19 e o Gráfico 7 apresentam a origem do capital destas empresas objeto de estudo, bem como, o perfil das empresas.

EMPRESAS DO SETOR ELETRICO LISTADAS NA BM&F BOVESPA					Mercados Atuação					Índices					Total de Critérios Atendidos	
Razão Social	Nome de Pregão	Código	Segmento	Capital Aberto	Bovespa Mais	Balcão	Nível 1	Nível 2	Novo Mercado	BOVESPA	IEE Energia Elétrica	IBRX	ISE Sustentabilidade Empresarial	IGC Governança Corporativa Diferenciada		IGC-NM Governança Corporativa Diferenciada - Novo Mercado
CENTRAIS ELET BRAS S.A. - ELETROBRAS	ELETROBRAS	ELET	Holding	X			X			X	X	X	X	X		7
CESP - CIA ENERGETICA DE SAO PAULO	CESP	CESP	Geração	X			X			X	X	X	X	X		7
CIA ENERGETICA DE MINAS GERAIS - CEMIG	CEMIG	CMIG	Holding	X			X			X	X	X	X	X		7
CIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL	COPEL	CPLE	Holding	X			X			X	X	X	X	X		7
CPFL ENERGIA S.A.	CPFL ENERGIA	CPFE	Holding	X					X	X	X	X	X	X	X	8
EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.	ENERGIAS BR	ENBR	Holding	X					X	X	X	X	X	X	X	8
ELETROPAULO METROP. ELET. SAO PAULO S.A.	ELETROPAULO	ELPL	Distribuição	X				X		X	X	X	X	X		7
LIGHT S.A.	LIGHT S/A	LIGT	Participação	X					X	X	X	X	X	X	X	8
TRACTEBEL ENERGIA S.A.	TRACTEBEL	TBLE	Geração	X					X		X	X	X	X	X	7

### Quadro 19 – Origem do Capital das Empresas Seleccionadas

Fonte: Elaborado pelo Autor

#### Origem do Capital das Empresas Seleccionadas



### Gráfico 7 – Perfil das Empresas na Amostragem

Fonte: Elaborado pelo Autor

## 5.2. Técnicas de Coletas de Dados e Procedimentos de Análise

Para esta pesquisa foi realizado um levantamento sobre os principais riscos divulgados pelas empresas selecionadas, utilizando-se das informações publicadas nos descritos nos formulários de referências da CVM, conforme Instrução nº. 480/09, emitidas durante os anos de 2011 a 2013, seção 4 – Fatores de Riscos e sessão 5 – Riscos de Mercado (Riscos de Mercado e Políticas de Gerenciamento).

Esta primeira análise permitiu a tomada de ciência e identificação de quais são os principais riscos divulgados pelo setor de energia ao mercado de capitais. Os riscos apontados pelas empresas e suas políticas e procedimentos para a mitigação dos mesmos são excelentes indicadores dos principais desafios na Gestão de Riscos enfrentados pelo segmento.

Estes dados secundários foram obtidos por meio de consulta a documentos públicos, como relatórios anuais e trimestrais, formulários de referência, apresentações, outras informações disponíveis nos sites corporativos, sites de relações com investidores e sites da BM&FBOVESPA e CVM, na internet e para as empresas que tem papéis negociados junto a ao mercado de capitais dos Estados Unidos, também foram pesquisados o Formulário 20-F da SEC (*Securities and Exchange Commission*) nas sessões com informações quantitativas e qualitativas sobre os riscos reportados.

Para garantir uma comparabilidade e evolução do processo de gestão de riscos no segmento de energia foi franqueado a este pesquisador, várias pesquisas da consultoria Deloitte, nas áreas de Risco Corporativo e Governança Corporativa.

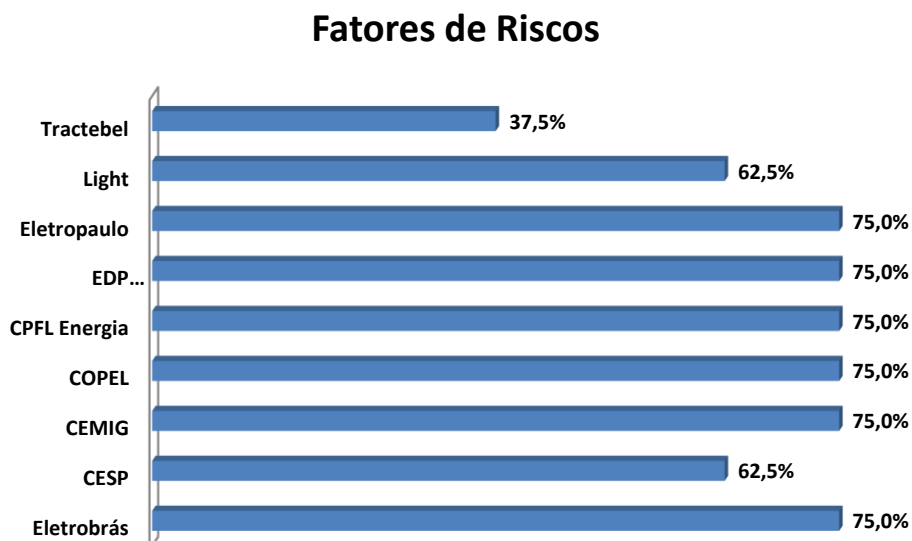
Para a realização do estudo, o emprego de pesquisa documental fez-se necessária para o melhor entendimento das informações e também para corroborar evidências coletadas por outros instrumentos e outras fontes, possibilitando a confiabilidade de achados, por meio de triangulação de dados e de resultados (MARTINS, 2006; YIN, 2005).

Na observação e análise obtida dos dados secundários é possível proporcionar resultados limitados, o que permite a este pesquisador, durante o levantamento de informações e coletas de dados, rever a sua estratégia e correções de rumo e consultas adicionais na sua pesquisa.

Durante a pesquisa efetuada foi preciso organizar os riscos descritos no formulário de referência, para o qual foi feita a opção de agrupar os riscos, conforme apresentado pela Deloitte (2014), no seu estudo “O estágio da gestão de riscos”, visando verificar uma aderência dos riscos descritos a este estudo (o referido estudo apresentou informações do setor de Energia e Recursos Naturais). Os grupos de riscos são:

- a) Condições econômicas e financeiras.
- b) Mercados.
- c) Geopolítica.
- d) Leis e regulamentações.
- e) Litígios e resolução de conflitos.
- f) Ambientais, saúde e segurança.
- g) Crédito.

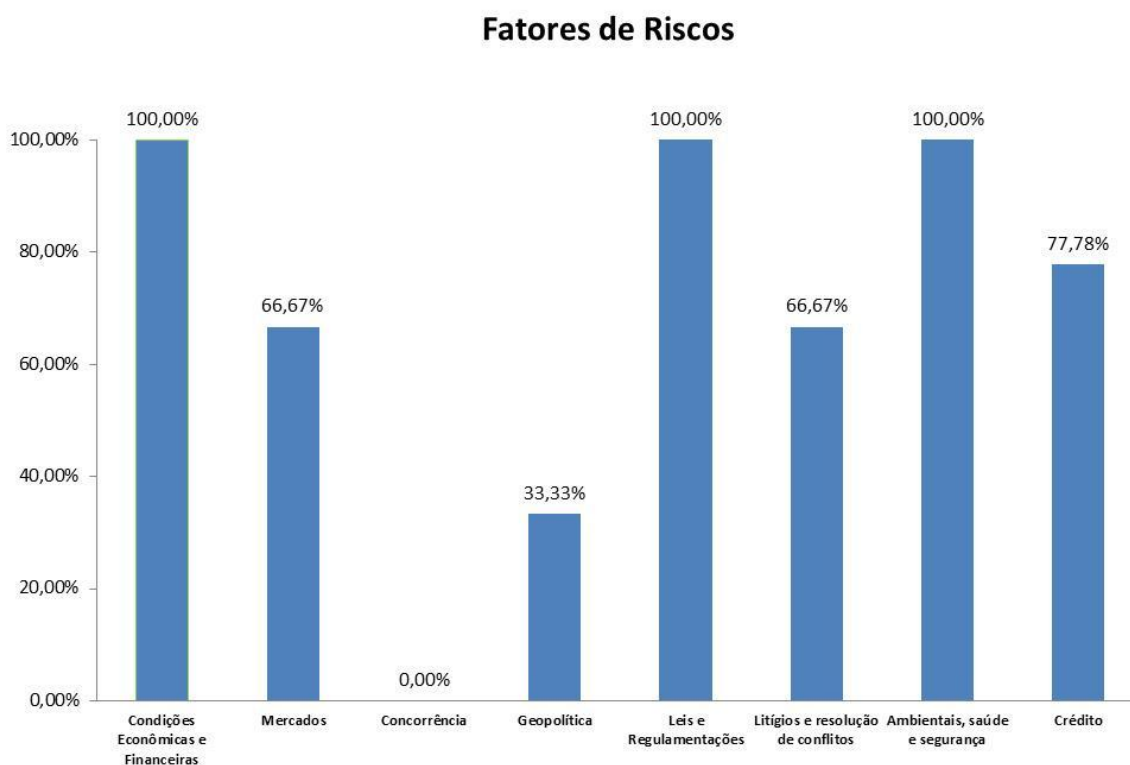
Para validar esta pesquisa verificou-se que nas empresas desta amostragem, há uma aderência de mais de 50,0% a este grupo de riscos, conforme apresentado no Gráfico 8.



**Gráfico 8 – Adesão das empresas pesquisadas ao grupo de Riscos indicados pela Pesquisa Deloitte**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Quando foram avaliados os riscos apresentados na amostra, se destacaram os riscos: leis e regulamentações; condições econômicas e financeiras; ambientais, saúde e segurança em 100% das empresas participantes da amostra, conforme apresentado no Gráfico 9.



**Gráfico 9 – Riscos mais apontados pelo Setor Elétrico**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Este nível de aderência é previsível nas empresas do setor elétrico, como descrito nos capítulos anteriores à pesquisa. O segmento de energia elétrica é uma concessão de serviço público, portanto, é um setor da economia muito afetado por legislações e obrigações regulamentárias e suas não conformidades e cumprimento das regras resultam em multas, penalizações e até uma possível perda da concessão. E, dentro das atividades deste segmento, é preciso uma constante melhoria em reforços e implantação de novas instalações (geração, transmissão e distribuição), e estes investimentos visam suprir o crescimento econômico do país. Para isto, são necessárias fontes de recursos de capital de terceiros e obtenções de licenças ambientais e demais obrigações que suportem as novas construções e instalações do setor.

Embora a princípio houvesse certa surpresa com a baixíssima preocupação ao risco da concorrência, ela também pode ser explicada em virtude das empresas terem uma atuação regional nos segmentos de distribuição e transmissão, não havendo “ainda” a possibilidade da livre escolha e compra dos consumidores residenciais com relação ao seu fornecedor de energia (em outros mercados internacionais é possível).

Já os riscos geopolíticos, com 33,3% da amostra, demonstram uma preocupação exclusiva das empresas estatais, que podem sofrer com alterações de estratégia, organização e forma de condução dos seus negócios, de acordo com as movimentações políticas que atuem sobre o negócio.

São apresentados no Quadro 20, uma visão completa dos grupos de riscos, conforme levantado por este pesquisador nos relatórios de Fatores de Riscos.

Fatores de Riscos Relatório de Referência da CVM	Eletrobrás	CESP	CEMIG	COPEL	CPFL Energia	EDP Energias do Brasil	Eletropaulo	Light	Tractebel	LEGENDAS:
Condições Econômicas e Financeira	X	X	X	X	X	X	X	X	X	Mais menções
Mercados		X	X		X	X	X	X		
Concorrência										Menos menções
Geopolítica	X			X	X					
Leis e Regulamentações	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Litígios e resolução de conflitos	X		X	X		X	X	X		
Ambientais, saúde e segurança	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Crédito	X	X	X	X	X	X	X			

**Quadro 20 – Fatores de Riscos apontados nos Relatórios de Referência publicados na CVM**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Uma dificuldade desta pesquisa foi o acesso às informações, as quais não foram fornecidas com o grau de detalhamento e profundidade desejada. Como o tema “riscos regulatórios e gestão de riscos” tem um caráter estratégico e envolve aspectos operacionais e confidenciais na gestão do negócio, e as informações públicas divulgadas no âmbito do mercado de capitais (dados secundários), analisadas por este pesquisador, são informações exclusivamente para atender uma exigência legal e regulatória e, quando explorada na pesquisa com maior profundidade, as mesmas foram classificadas como confidenciais durante o processo de coleta de informações (primárias) e durante as entrevistas.

As entrevistas são fontes de informações importantes para um estudo, portanto, a entrevista pode ser entendida como a técnica em que o investigador se apresenta frente ao investigado e formula perguntas, a fim de obter dados que interessam à investigação. (GIL, 1999).

Uma limitação relevante encontrada nestas entrevistas é o fato do entrevistado apresentar informações inverídicas ou, ainda, expressar opiniões e ideias que não representem a visão da organização como um todo. Para mitigar este viés, o pesquisador precisa basear-se em evidências, objetivando confirmar que as informações sejam consistentes e, quando possível, entrevistar mais um executivo da mesma empresa.

As entrevistas foram focadas num roteiro de tópicos permitindo uma conversa informal, possibilitando ao entrevistador seguir um conjunto de perguntas relevantes para o estudo, conforme consta em Apêndice. As entrevistas foram conduzidas com os gestores de riscos corporativos de forma pessoal ou em conferências telefônicas, conforme entrevistador e entrevistados acordaram, visando o melhor proveito da entrevista e obtenção das informações.

Após a verificação da boa aderência do segmento ao objetivo do trabalho, no próximo capítulo são apresentados os resultados obtidos nas informações coletadas dos dados primários e, em seguida, dos dados secundários junto às empresas selecionadas. Estes dados foram comparados com as informações disponibilizadas pela Deloitte nos fóruns de gestão de riscos e, com isso, se foi elaborando a aderência às respostas dos entrevistados.

## **6. ANÁLISES E RESULTADOS DA PESQUISA**

Destaca-se neste capítulo, que não houve intenção de fazer qualquer juízo de valor sobre as organizações pesquisadas e nem efetuar comparação entre elas. Cada empresa possui o seu contexto, sua cultura e sua filosofia de gestão, e a pesquisa foi construída com a finalidade de atender ao problema central da pesquisa.

Portanto, as diferenças observadas entre as atividades de gestão das empresas estudadas, representam somente a convergência ou divergência com relação à teoria e a prática de cada organização, não sendo justificada qualquer avaliação sobre a eficiência ou eficácia das mesmas.

### **6.1. Análise dos Dados Primários**

Para suportar os resultados desta pesquisa, apresenta-se a seguir uma breve descrição das informações obtidas junto às empresas pesquisadas, por meio do questionário enviado e respondido espontaneamente pelos gestores de Gestão de Riscos dessas empresas e, também, por entrevistas efetuadas de forma presencial e/ou por conferência telefônica.

Após as entrevistas este pesquisador transcreveu as informações mais relevantes apresentadas nos questionários de pesquisa, que foram conferidas durante a entrevista, submetendo este resumo a cada entrevistado, que após sua revisão e devidas correções, deram autorização de publicação para a divulgação neste estudo, desde que não fossem alterados os textos ora apresentados.

#### **AES Brasil**

Entrevistado: Gerente de Investimento e Gestão de Riscos.

A área de Gestão de Riscos está estruturada desde 2008 e está alocada dentro da estrutura organizacional da Diretoria de Planejamento Financeiro, que está vinculada ao Diretor Financeiro da organização.

Os riscos são reportados em reuniões mensais para a Diretoria Executiva, reportados de forma mensal à matriz nos Estados Unidos e trimestralmente aos Conselhos de Administração e Fiscal no Brasil. Os riscos são subdivididos em: estratégicos, financeiros, operacionais e regulatórios.

Para suportar estas análises o sistema COSO é o utilizado pela AES Brasil e os riscos são classificados com base na sua probabilidade, trajetória, influência no risco e impacto financeiro.

A AES tem políticas e procedimentos formalizados em todas as companhias operacionais (AES Eletropaulo, AES Tiete, AES Sul e AES Uruguaiana) e acredita que os principais benefícios atribuídos na Gestão de Riscos são: garantir antecipação da prevenção dos riscos de forma a evitar que se materializem e dar transparência para a alta direção dos riscos encontrados pela organização.

Os riscos mais relevantes indicados pela AES Brasil são os seguintes: hidrológicos, regulatório, legislação, operacional (não performance) e macroeconômico (moeda, taxa de juros, etc.). E para a AES não existem riscos relevantes sem o seu devido acompanhamento.

## **CEMIG**

Entrevistado: Gerente de Riscos Corporativos.

A gerência de Gestão de Riscos está estruturada desde 2007 e está alocada dentro da estrutura organizacional da Diretoria Financeira. A CEMIG já tem estruturada a discussão de gestão de riscos desde 2003.

Os riscos são reportados bimestralmente ao Comitê de Monitoramento de Riscos Corporativos, que está vinculado à Diretoria Executiva. O comitê tem como suas principais atribuições: - propor para aprovação do Conselho de Administração, diretrizes, políticas e procedimentos a serem adotados no Processo de Gerenciamento de Riscos Corporativos, garantindo as melhorias contínuas do processo, promovendo sua divulgação; - analisar e propor ao Conselho de Administração, ações prioritárias contemplando os riscos categorizados como “críticos”, na matriz de exposição final e avaliar e monitorar permanentemente o apetite a riscos da CEMIG, considerando sua missão e visando garantir o cumprimento dos objetivos definidos no mapa estratégico.

Os riscos financeiros têm cobertura por hedge ou derivativos para melhor aderência e previsibilidade ao fluxo de caixa e orçamento, e os demais riscos seguem a estratégia de mitigação de riscos da CEMIG.

Para suportar estas análises, a CEMIG tem um modelo próprio aderente ao sistema COSO e ISO 31000, e utiliza o GRC SAP suportando o modelo.

A CEMIG tem políticas de riscos e manual de procedimentos formalizados em toda a companhia e acredita que os benefícios são crescentes, conforme o desenvolvimento e o alinhamento de toda organização.

Os riscos mais relevantes indicados pela CEMIG são os seguintes: renovação das concessões, contingências ambientais, jurídicas, revisão tarifária e situações hidrológicas. E para a CEMIG, não existem riscos relevantes sem o seu devido acompanhamento, mas continuam sempre avaliando novos cenários e riscos.

## **CESP**

Entrevistado: Gerente do Departamento de Auditoria Interna

A área de Gestão de Riscos se consolidou na Companhia, com a implantação do modelo de Gestão de Riscos iniciado em 2008, com apoio da Consultoria Ernst & Young, com base nos princípios do *Committe of Sponsoring Organizations – COSO* e *Control Objectives for Information and Related Technology – COBIT*.

Na oportunidade foram realizadas pesquisas sobre a cultura de risco, permitindo à Administração identificar os pontos fortes e os aspectos passíveis de melhorias em relação à gestão de riscos e controles. Foram igualmente mapeados os principais processos corporativos, identificando e mensurados os riscos associados, visando permitir seu adequado gerenciamento. Neste projeto, também foi adotada a metodologia de autoavaliação de controle, cuja implantação se consolidou em 2010.

A estrutura de gerenciamento de riscos corporativos é constituída pelo Comitê de Riscos, Coordenadoria de Gestão de Riscos e Gestores Descentralizados de Riscos.

O Comitê de Riscos é coordenado pela Presidência e composto pelos diretores e gerentes da Coordenadoria Executiva da Presidência e do Departamento

de Auditoria Interna. O Comitê orienta a administração na definição das diretrizes e estratégias para a gestão, avaliação de riscos, acompanhamento dos planos de ação apresentados pelos gestores da Empresa, bem como no direcionamento das atividades realizadas pela Coordenadoria de Gestão de Riscos.

À Coordenadoria de Gestão de Riscos, vinculada funcionalmente ao Departamento de Auditoria Interna, compete gerenciar as ações para identificação, avaliação e monitoramento dos riscos e comunicação periódica ao Comitê de Riscos.

Compete, ainda, orientar os gestores quanto à metodologia de autoavaliação de controle, visando garantir a eficiência dos controles que mitiguem os riscos mapeados, bem como assessorar a Presidência, Comitê de Riscos e demais *stakeholders* envolvidos na gestão e controle dos riscos.

Os Gestores de Riscos Descentralizados são formados por representantes indicados pelas Diretorias e possuem a função de auxiliar as gerências na identificação, avaliação, controle e monitoramento dos riscos, devendo se posicionar periodicamente à Coordenadoria de Gestão de Riscos e às respectivas diretorias, às quais estão subordinados.

As reuniões do Comitê de Riscos são periódicas e excepcionalmente são convocadas quando identificadas situações atípicas que mereçam apreciação com maior brevidade e encaminhamento de ações mitigatórias, sendo devidamente formalizada por meio de Ata.

A formalização do processo de Gestão de Riscos Corporativo está devidamente normatizada por Normas e Procedimentos específicos, assim como a autoavaliação implementada na Companhia.

Não obstante a Companhia possuir mecanismo que busque mitigar os riscos a seguir, situações de “stress” poderão estar sujeitas e vinculadas ao Setor Elétrico, especificamente regulatório: Mercado de Capitais como taxas de câmbio, juros, crédito e inflação; Ambiental, sendo estes os principais.

A CESP acredita que os princípios que norteiam a gestão de riscos possibilitam o cumprimento de metas, garantem o aprimoramento constante de processos e controles, além de fortalecerem a gestão e a performance econômica e financeira.

## **COPEL**

Entrevistado: Gerente de Gestão de Riscos e Controle Interno.

A área de Gestão de Riscos está estruturada desde 2006 e está alocada dentro da estrutura organizacional da área de Controladoria, que está vinculada ao Diretor de Finanças e Relações com Investidores da organização.

Os riscos são reportados em reuniões trimestrais ao Comitê de Gestão de Riscos Corporativos e ao Comitê de Auditoria, este último subordinado ao Conselho de Administração. O Comitê de Gestão de Riscos Corporativos é composto por representantes da diretoria e subsidiárias integrais. Os riscos são agrupados em: estratégicos, financeiros e operacionais.

O *framework* atualmente utilizado é o definido pelo COSO e, na revisão de sua política de gestão de riscos, em curso, a Companhia está acrescentando os conceitos definidos pela ISO 31000. Os riscos mapeados são classificados com base no impacto financeiro e, na impossibilidade de obtenção dessa informação, adota uma graduação qualitativa para quantificar os riscos.

A COPEL tem políticas e procedimentos formalizados e padronizados em todas as companhias, embora esteja em fase de revisão das mesmas. A COPEL acredita que os principais benefícios atribuídos na Gestão de Riscos são: fortalecimento da gestão das empresas, apoiando os processos para obter sucesso no alcance de metas; desenvolvimento de práticas de gestão operacionais com a visão de gerenciamento de riscos; e melhoria da performance econômica e financeira da organização.

Os riscos mais relevantes indicados pela COPEL são: ambientais, regulatórios, condições macroeconômicas, limitações de alavancagem financeira para o setor público e condições hidrológicas. Os riscos relevantes identificados pela COPEL possuem o devido acompanhamento, e a Companhia reavalia sua matriz de riscos corporativos.

## **CPFL Energia**

Entrevistado: Gerente de Gestão de Riscos.

A área de Gestão de Riscos está estruturada desde 2008, está alocada dentro da estrutura organizacional da Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, que está vinculada à Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores da organização.

Os riscos são reportados em reuniões mensais para a Vice-Presidência Financeira, Diretoria Executiva e à Comissão de Gestão de Riscos, que reporta ao Conselho de Administração. Para suportar as análises, a CPFL classifica seus riscos em um painel de riscos, de acordo com as categorias – financeiros, operacionais, regulatórios – e define o melhor conjunto de fatores, subfatores, indicadores e ações para mitigação em conjunto com as áreas responsáveis pela gestão dos riscos que são reportados em base mensais.

A CPFL tem políticas e procedimentos formalizados pelo Conselho de Administração, disponibilizados no ambiente de gestão eletrônica de documentos da companhia. Os principais benefícios atribuídos na Gestão de Riscos são: o aumento da transparência e melhor preparo para enfrentar as questões com impacto relevante nos objetivos de negócios, maiores subsídios para a tomada de decisão, mapeamento das causas e consequências das decisões de maneira integrada.

Os riscos mais relevantes indicados pela CPFL são os seguintes: regulatório setorial, endividamento, mercado de energia e condições hidrológicas. Para a CPFL, os riscos relevantes são acompanhados em diversos fóruns de controle e gestão, e o seu devido acompanhamento mitiga os riscos de não *compliance* ou perda da visão e planejamento estratégico da organização.

#### **EDP – Energias do Brasil** (informações obtidas com dados secundários)

A área de gestão de Gestão de Riscos está estruturada desde 2006 e alocada dentro da estrutura organizacional da Diretoria de Planejamento e Gestão de Riscos, que está vinculada à Vice-Presidência de Comercialização da organização.

Os riscos são reportados em reuniões mensais para a Diretoria Executiva, reportados de forma trimestral ao Conselho de Administração e anualmente à Diretoria Executiva da EDP – Portugal. Os riscos são subdivididos em riscos: energético, regulatório, hidrológico, operacional, financeiros, mercado e ambiental.

Para suportar estas análises, a sistemática e procedimentos do COSO e ISO 31000 são utilizados pela EDP e os riscos são classificados com base na sua vulnerabilidade e impacto dos riscos nas decisões de negócio.

A EDP tem política e procedimentos formalizados com as principais atribuições e conceitos aos participantes dos processos. Os principais benefícios atribuídos na Gestão de Riscos são: linguagem comum dos riscos, uma visão clara dos principais fatores de riscos que impactam o negócio e o pleno conhecimento dos controles, mapas e metodologias para redução e gerenciamento dos riscos.

Os riscos mais relevantes indicados pela EDP são os seguintes: regulatório, planejamento energético, preço de energia, terceirização e fluxo de caixa. E para a EDP não existem riscos relevantes sem o seu devido acompanhamento.

### **Eletrobrás**

Entrevistado: Chefe do Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles Internos.

O Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos está estruturado desde 2009, e localizado dentro da estrutura organizacional da Superintendência de Sustentabilidade, Gestão Estratégica e Planejamento que, por sua vez, está vinculada à Presidência da organização.

Os riscos prioritários são reportados em reuniões mensais para a Diretoria Executiva e ao Comitê de Auditoria que igualmente reporta, de forma regular, ao Conselho de Administração. Os riscos são subdivididos em riscos: estratégicos, financeiros, operacionais e de conformidade.

Para suportar estas análises, a sistemática e procedimentos do COSO e ISO 31000 são utilizados pelas empresas do conglomerado Eletrobrás, com estruturas individuais por empresas e consolidado e atividades coordenadas na holding. A Eletrobrás está atualmente em processo de migração para uma solução única em ERP (SAP) para todo o grupo econômico.

Os riscos são classificados com base nos seus impactos e sua vulnerabilidade (status do conjunto de controles); o valor de risco e o nível de controle estão associados à previsibilidade dos impactos no resultado da companhia.

Para isto, a Eletrobrás conta com Políticas e Manual de Riscos (com dicionários e matriz de riscos) oficializados em toda a companhia (desde 2011) e estão em processo de revisão e melhorias. A padronização das normas e procedimentos está por conta de um comitê operacional denominado CORISCO.

Os principais benefícios atribuídos na Gestão de Riscos são: previsibilidade e proatividade nas tomadas de decisão; comprometimento da administração com resultados e transparência; compressão e mudança de cultura e os impactos dos riscos no valor da empresa, sua probabilidade, trajetória, influência no risco e impacto financeiro.

Os riscos mais relevantes indicados não puderam ser divulgados pela Eletrobrás.

## **Light**

Entrevistado: Gerente de Planejamento e Gestão de Riscos.

A área de Gestão de Riscos está estruturada desde 2007 e está alocada dentro da estrutura organizacional da Diretoria Financeira da organização.

Os riscos são disponibilizados mensalmente para a Diretoria Executiva e reportados ao Comitê de Gestão que está vinculado ao Conselho de Administração. Anualmente são realizados estudos dos riscos estratégicos, que são apresentados e validados com a Diretoria. Os riscos estratégicos (uma matriz de 20) são subdivididos em: de sustentabilidade, financeiros, operacionais e regulatórios; podem ser efetuadas novas análises, sempre que ocorrerem mudanças significativas de cenário e mercado que afetem a estratégia da companhia.

Para suportar estas análises é utilizado o sistema COSO II e com uma matriz vinculada ao planejamento estratégico da companhia e do plano de auditoria. Os riscos são classificados com base nos seus impactos e probabilidade, e o valor de risco e o nível de controle estão associados à previsibilidade dos impactos no resultado da companhia.

A Light tem políticas e procedimentos formalizados em toda companhia e acredita que os principais benefícios atribuídos na Gestão de Riscos são: ter uma visão macro do negócio e da sua estratégia, conhecer a fundo os processos

operacionais da companhia e compreender os impactos dos riscos no valor da empresa.

Os riscos mais relevantes indicados pela Light são: regulatório, déficit de energia, perdas, compra de energia e inadimplência. E, para a Light, os riscos mais relevantes ao impacto do negócio estão mensurados e os demais são acompanhados e controlados pela sua relevância.

## **Tractebel**

Entrevistado: Coordenadora de Planejamento Empresarial.

A área de Gestão de Riscos está estruturada desde 2000 e está alocada no Departamento de Planejamento e Controle Financeiro dentro da estrutura organizacional da Diretoria de Planejamento e Controle, que está vinculada à Presidência da organização.

Os riscos são reportados semestralmente para a Diretoria Executiva e ao grupo Controlador na França. Os riscos são subdivididos em: mercado; regulatórios, tributários; fatores econômicos; quebra de contrato; socioambiental; desenvolvimento e implantação de novos projetos; indisponibilidade de energia; sinistro patrimonial; recursos humanos e tecnologia da informação.

Para suportar estas análises é utilizada a metodologia do grupo controlador, que tem as premissas básicas do COSO e a ISO 31000. Os riscos são classificados com base na sua probabilidade de ocorrência, grau de controle e impacto financeiro.

A Tractebel tem manuais formalizados pelo grupo controlador em todas as companhias e acredita que os principais benefícios atribuídos na Gestão de Riscos são: melhoria de gestão, ampliação da consciência sobre riscos que a companhia está exposta e o nivelamento do corpo gerencial em relação aos riscos e oportunidades.

Os riscos mais relevantes indicados pela Tractebel são os seguintes: mercado, regulatório indisponibilidade de energia, tributário e implantação de projetos. E para a Tractebel não existem riscos relevantes sem o seu devido acompanhamento.

Após a conclusão das entrevistas, tabulando as informações obtidas junto aos responsáveis pelas empresas objeto de estudo, com as informações publicadas junto aos mercados de capitais no Brasil e Estados Unidos e efetuando comparação e evolução da pesquisa elaborada pela Deloitte em 2011, junto a 18 empresas do setor elétrico brasileiro, são necessárias algumas considerações e reflexões que são descritas no próximo tópico.

## 6.2. Discussão dos Resultados

Como foi possível verificar, por meio das informações obtidas nos âmbitos primários e secundários desta pesquisa, todas as empresas participantes do estudo, e poderia até, indicar que as demais empresas do segmento de energia, têm a área de Gestão de Riscos, estruturada e oficializada nos seus organogramas.

Igualmente se verificou a importância que se dá ao gerenciamento de riscos corporativos, pois, quando da aquisição dos dados da pesquisa realizada pela Deloitte, em 2011, constatou-se a vinculação da área de Gestão de Riscos – que passou de 80,% para 100,0% – à Presidência, Vice-Presidência ou Diretoria Financeira. Notou-se, além da importância da gestão, a procura pela quantificação e mensuração dos principais riscos.

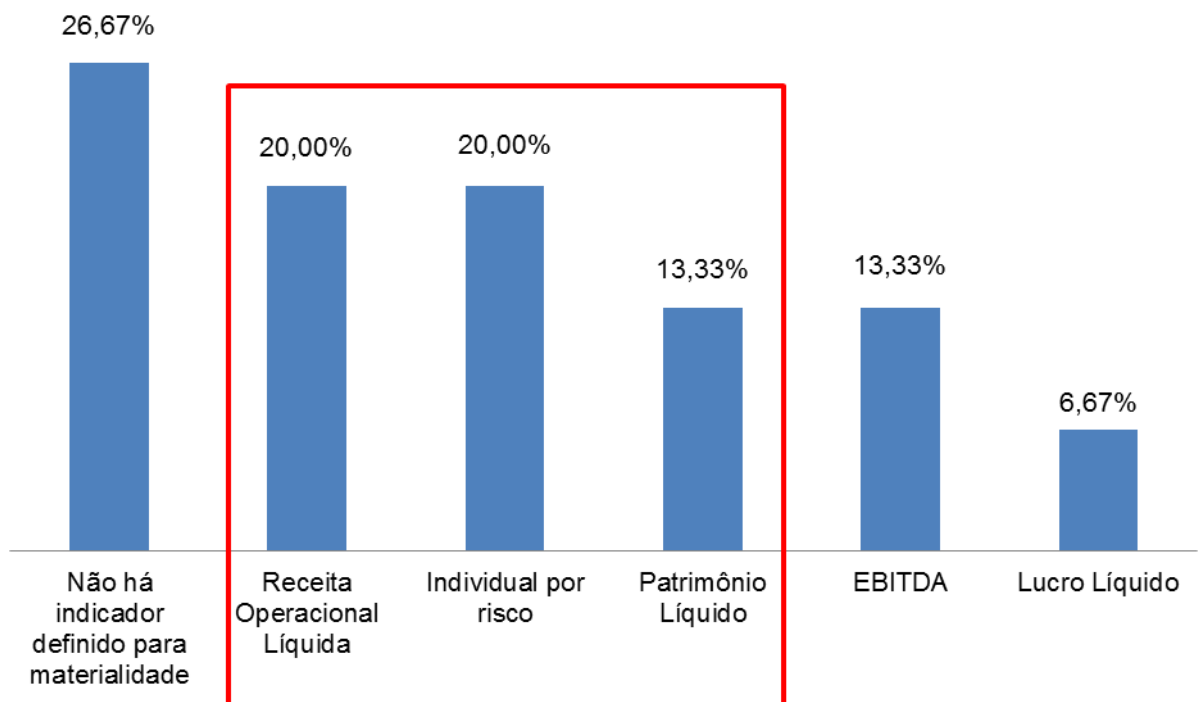
Os profissionais que atuam nas organizações de gestão de riscos iniciaram as atividades nas áreas de controle de processo ou auditoria interna, visando, primeiramente, assegurar o *compliance* das atividades mais relevantes à organização. Mas, com o desenvolvimento das atividades e *benchmark* que as empresas foram desenvolvendo por aprendizado do processo ou por assessorias externas, hoje se pode assegurar que mais de 90% dos profissionais envolvidos têm experiência e competência adequada para exercer estas atividades.

Outro fator percebido e importante para a disseminação do processo de gestão de riscos nas empresas é que 100% das empresas pesquisadas têm políticas, normas, manuais, procedimentos vinculados a toda organização ou, quando não, vinculadas às principais áreas que gerenciam os riscos mapeados. Dentre elas, algumas empresas, já desenvolvem revisões de processos e algumas

empresas com estruturas do tipo “conglomerado ou holding de empresas”, estão desenvolvendo processos de solução única para sistema do tipo ERP.

Quando nas entrevistas buscou-se identificar quais riscos são quantificados ou qualificados, as respostas foram que os principais riscos identificados têm a sua mensuração vinculada ao planejamento estratégico e os riscos têm a sua materialidade vinculada ao impacto na receita, fluxo de caixa ou até ao valor da empresa junto ao mercado de capitais.

Esse indicador de materialidade dos riscos pode ser visto no Gráfico 10.



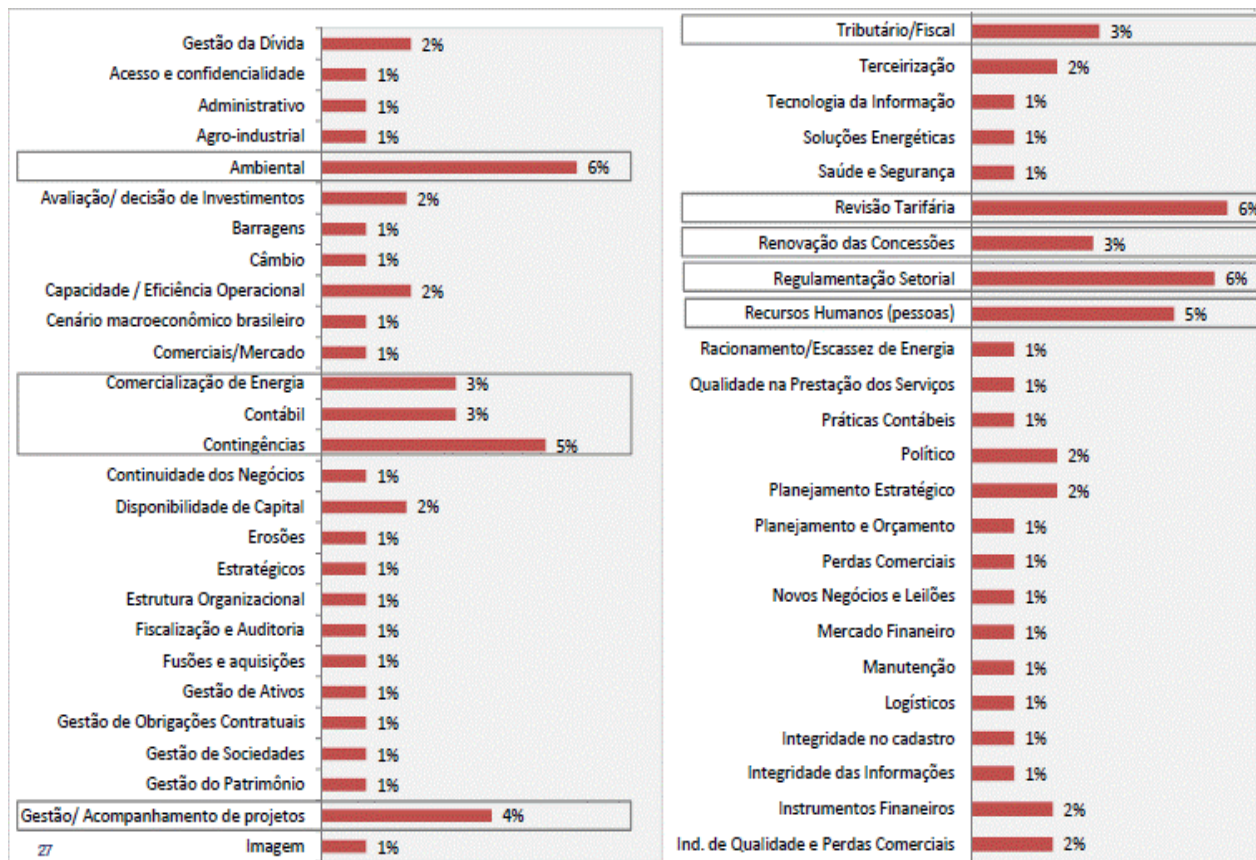
**Gráfico 10 – Indicador de Materialidade dos Riscos**

Fonte: Adaptado pelo Autor de Deloitte (2011)

A partir deste quadro procurou-se mapear como as empresas do setor elétrico trabalham com o risco regulatório, um dos principais riscos descritos por todos os gestores de riscos entrevistados.

A princípio percebeu-se que não existe uma padronização na conceituação e visão do risco regulatório. Neste levantamento efetuado e com base no resultado da pesquisa realizada em 2011 junto às empresas do segmento pela Deloitte observou-se que dos 10 (dez) principais riscos apontados numa lista de múltipla escolha livre, foram indicados 03 (três) riscos que podem ser vinculados à gestão regulatória,

lembrando que esta foi efetuada meses antes da Medida Provisória 579/12, conforme mostra o Gráfico 11.



**Gráfico 11 – Principais Riscos de Preocupação do Segmento Elétrico**

Fonte: Adaptado pelo Autor de Deloitte (2011)

Pergunta: Quais são os 10 principais tópicos de preocupação da sua empresa?)

No Gráfico 11 verifica-se uma difusão muito grande de riscos, sendo que os principais riscos apontados nesta pesquisa, de julho de 2011, as maiores percepções de risco apresentam um percentual de 6,0%: ambiental; revisão tarifária e regulamentação setorial, e todos estes riscos podem ser vinculados a algum tipo de legislação que impacta o segmento de energia elétrica.

Nesta mesma linha, ainda foram encontrados, entre os 10 principais, mais riscos vinculados ao risco regulatório. Tem-se a indicação da comercialização de energia (com 3,0%) que possui regra específica no segmento, além da renovação das concessões (3,0%) que foi um dos principais objetos da Medida Provisória 579/12.

Visando uma análise mais aprofundada e procurando entender melhor a visão do risco regulatório após “a setembro/12 – como foi “apelidada” pelo setor elétrico a implantação da Medida Provisória 579/12, que se transformou na Lei nº. 12.783, de 14 de janeiro de 2013 – foi questionado aos pesquisados e às empresas selecionadas (que apresentam um alto nível de governança corporativa) para apontarem: quais os 05 (cinco) riscos mais relevantes que a sua organização está exposta e que são apurados na estrutura de Gestão de Riscos? As respostas são apresentadas no Gráfico 12, como segue.



**Gráfico 12 – Riscos mais Relevantes apontados pelas Empresas Pesquisadas**

Fonte: Elaborado pelo Autor

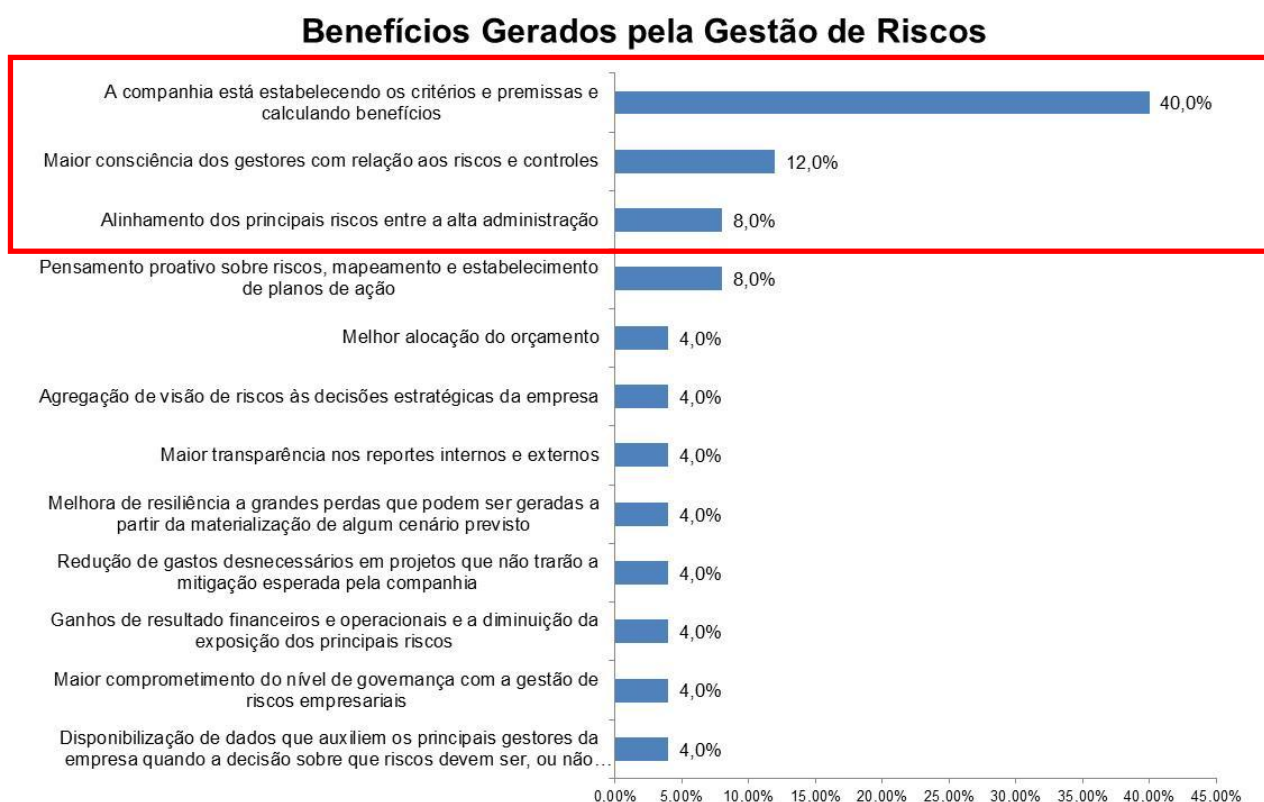
Como se pode verificar, todas as empresas têm como preocupação o risco regulatório, independente da classificação ou priorização de cada empresa. Nesta pesquisa verificou-se que outros riscos foram apontados e que também estão vinculados a itens regulatórios; riscos estes que foram agrupados neste gráfico para melhor comparabilidade.

Os riscos indicados pelas empresas na pesquisa primária foram agrupados, considerando que os riscos têm na sua origem, uma lei ou regulamento específico

do setor que são: renovação de concessão, revisão tarifária, modificação na forma da precificação da receita, alteração ou introdução de novas leis ou indicadores de performance e modificação nos encargos setoriais existentes.

Igualmente se verificou que o setor de energia elétrica é altamente regulado e com vários tipos de legislação que são específicas por segmentação e por atividade fim, como descrita, de forma mais sucinta, no capítulo 3 deste trabalho. Assim, o risco regulatório pode ser desmembrado numa gama de riscos, quando analisado o negócio (por atividade) que está inserido.

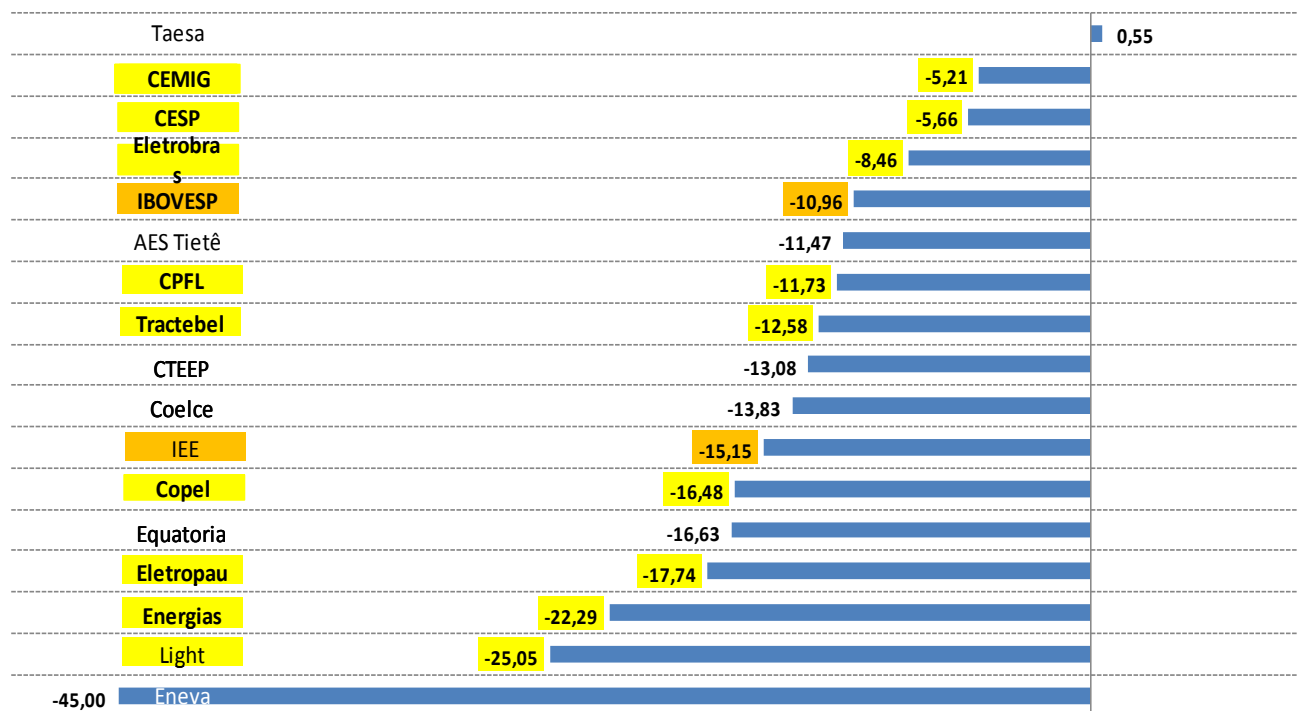
Outro ponto muito relevante desta pesquisa foi o resultado dos benefícios gerados às empresas pesquisadas, com a constituição do processo de gestão de riscos. Os principais benefícios atribuídos foram o alinhamento e maior conhecimento e consciência dos riscos que impactam os negócios, bem como, a mensuração dos mesmos, como se pode verificar no Gráfico 13.



**Gráfico 13 – Benefícios Gerados pela Gestão de Riscos**

Fonte: Adaptado pelo Autor de Deloitte (2011)

No Gráfico 14, como segue, é possível observar que as empresas do setor elétrico tem uma sensibilidade muito grande ao risco regulatório e isto é refletido, de forma imediata, junto ao mercado de capitais.



**Gráfico 14 – Variação das Ações do Segmento Elétrico em 2014.**

Fonte: Elaborado e Adaptado pelo Autor.

Logo após a divulgação da MP 579/12 e suas legislações posteriores, o mercado de capital precificou o valor das ações vis-à-vis às incertezas proporcionadas pelas introduções efetuadas não só pela Medida Provisória, mas, também, pela falta de definição do governo federal e seus organismos regulatórios nas normas e procedimentos que permanecem sem definição até o presente momento, quando se parte para as Considerações Finais deste trabalho.

## 7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta dissertação foram investigadas as estruturas, atividades e maturidade dos processos de Governança Corporativa com relação à gestão de riscos no âmbito regulatório, por meio da realização de levantamento e a. Com base nisso são tecidas algumas considerações.

A pesquisa foi conduzida de forma exploratória, em virtude da escassez de informações que relacionassem a gestão de riscos nas atividades dos organismos de governança corporativa no segmento de energia elétrica, que é altamente regulada e que impõe desafios no processo de avaliação e mensuração dos riscos regulatórios.

Alguns estudos acadêmicos foram desenvolvidos quanto a riscos regulatórios no âmbito da administração financeira, nos quais foram descritos a ponderação do risco de não performance de um país ou de empresas, que poderiam ficar sem condições financeiras para honrar os seus compromissos futuros.

No segmento elétrico brasileiro se defronta com estruturas maduras no tocante às melhores práticas de governança corporativa e no desenvolvimento de excelentes matrizes de riscos, contudo, este pesquisador esperava encontrar processo de gerenciamento de riscos regulatórios compor um referencial teórico e responder a questão problema deste trabalho.

Um dos desafios na condução desta pesquisa foi à obtenção de informações e referências específicas para tratar o problema central do trabalho. Foram encontradas referências sobre políticas de gerenciamento de riscos e indicação dos principais riscos cobertos pelas empresas do setor nos organismos de mercado de capitais, os quais os autores destas informações tratam de forma bastante superficial, talvez para atender uma regulamentação específica do mercado de capitais, mas sem o *disclosure* e a profundidade requerida para um trabalho acadêmico.

O risco regulatório é sempre descrito e mencionado dentro do grupo dos riscos estratégicos das companhias, ou seja, o risco regulatório nos formulários de referência, aplicados junto ao mercado de capitais, eram muitas vezes relatados, mas sem sinais evidentes da indicação de sua forma de quantificação, obrigando

este pesquisador a realizar várias sessões e contatos com os gestores de riscos para a obtenção de informações que pudessem ser referências deste trabalho.

O estudo ora apresentado, não tem a pretensão de esgotar ou encontrar respostas definitivas para este tema, apenas procurou-se avançar junto aos gestores para entender “o que” é definido como risco regulatório e compreender “como” são mensurados os riscos regulatórios de uma maneira mais ampla.

A partir dos escândalos e da crise financeira dos anos 90, e com a introdução de regras mais rígidas de *compliance* no âmbito da governança corporativa, vários órgãos procuraram implantar ou alterar fortemente os controles de processos e riscos de uma organização, mas com foco na esfera da governança de risco.

Todavia, para o bom gerenciamento do risco, existe um tema que ainda precisa ser melhor explorado e desenvolvido que é o nível de risco que cada organização está disposta a ficar exposta.

Nas literaturas acadêmicas foi possível encontrar a denominação de *risk governance*, na qual se estabelece os papéis e responsabilidades claramente definidos no processo de gerenciamento de riscos, mas sem evidenciar como se determina qual é a exposição de risco que cada organização suporta nos seus resultados ou no impacto do seu negócio.

A contribuição desta dissertação é gerar conhecimento e reflexão sobre o tema, com base na realidade brasileira, por meio do estudo junto às empresas do segmento de energia elétrica. Com as análises dos dados obtidas na pesquisa torna-se possível compreender que a maturidade do modelo de governança corporativa neste segmento da economia brasileira está bem desenvolvida e cresce na orientação e entendimento dos riscos do negócio.

Contudo, para evolução do conhecimento sobre o tema do risco regulatório quanto a sua identificação e possível mensuração, certamente este processo está em pleno desenvolvimento, embora ainda não haja um consenso no setor.

A grande questão a ser melhor analisada pelos estudiosos de gestão de riscos é o gerenciamento do processo de risco (*risk process*) e o seu conteúdo de risco (*risk content*) na abordagem do risco regulatório.

O risco regulatório é um processo de extrema vulnerabilidade no segmento de energia (como descrito nos capítulos anteriores), em virtude da alta quantidade de normas e legislações vigentes, proporcionando uma grande complexidade para

os agentes do setor, acrescida pela abrupta alteração efetuada na introdução da Medida Provisória nº. 579, de 11 de setembro de 2012. O risco regulatório é um assunto complexo e em evolução, com suas dificuldades naturais de progressivos estudos e correções.

Para se desenvolver uma governança de risco regulatório é preciso que as empresas e os seus gestores entendam a diferença entre as funções e tarefas versus as responsabilidades fundamentais neste processo.

Na pesquisa junto ao segmento foram encontradas definições de risco regulatório envolvendo os seguintes riscos:

a. Riscos de renovação da concessão (que impacta na perpetuidade do negócio).

b. Riscos da revisão tarifária (a cada 05 anos a ANEEL revisa os custos e define a nova tarifa de energia por concessionária, impacto no valor de mercado).

c. Riscos na formação de preço de energia de liquidação (que impacta no resultado da companhia).

d. Riscos de introdução de novos custos, taxas ou tarifas (exemplo recente: custeio para suportar a entrada de operação das termoeletricas).

e. Riscos das alterações de normas, procedimentos, políticas e legislações específicas do setor (que podem ser incluídas as ambientais, processos impeditivos e etc.) como o exemplo da Medida Provisória nº. 579/12.

Com base nessas definições são recomendadas as seguintes ponderações, com a intenção de que estas sejam questões problematizantes para trabalhos futuros.

i. Com base nos objetivos estratégicos, quais são as vulnerabilidades regulatórias para este objetivo?

ii. Qual é o nível de risco aceitável ou de perda que a empresa admite?

iii. Com base na vulnerabilidade conhecida, há o domínio de todo processo operacional e dos impactos financeiros de cada fase do processo (qual é o esforço de tempo e investimento)?

iv. Tem-se a garantia que os controles internos e de *compliance* dos processos-chave (autoentendimento) estão confiáveis?

- v. A comunicação e o envolvimento das equipes estão adequados?
- vi. A identificação de oportunidades vinculadas aos objetivos estratégicos está elaborada?
- vii. Quem são os patrocinadores do processo de gestão de riscos corporativos e dos ciclos de gestão?
- viii. A revisão e a retroalimentação dos processos de Gestão de Riscos estão garantidas?

A literatura contempla que a inteligência de riscos é um processo contínuo que visa incorporar conceitos e controles de gerenciamento de riscos, vinculados com os objetivos e estratégia do negócio, considerando-se todos os fatores existentes, bem como, os fatores que podem ser ameaças às atividades, introduzindo o conceito de risco como “oportunidade” de aprimorar a capacidade de tomada de decisão que otimizem a geração de valor dos acionistas e transparência aos *stakeholders*.

Com base nessa percepção, foi possível verificar que não existe um modelo definitivo e fechado, pois, a palavra-chave para gestão do risco regulatório é a vulnerabilidade das alterações de políticas, regras e procedimentos do setor, portanto, cada segmento de atividade do setor elétrico e cada empresa terá que identificar as suas principais vulnerabilidade e construir o seu modelo individualizado, com a clara identificação dos pontos fortes e fraquezas do seu segmento de atuação.

Embora haja um longo caminho a ser desenvolvido, muito já se evoluiu nestes últimos anos. Acredita-se que possam ser desenvolvidos estudos futuros com modelos de mitigação ao risco regulatório por segmento de atividade do setor elétrico, pois, havendo uma estabilidade regras e legislação, como ocorre nos países desenvolvidos, como na Europa e Estados Unidos, haverá condições para a criação de modelos estatísticos para o desenvolvimento, construção e mitigação do risco regulatório.

## REFERÊNCIAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica**. 3ª. ed. 2008. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/visualizar\\_texto.cfm?idtxt=1687](http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1687)>. Acesso em: maio 2013.

\_\_\_\_\_. **Relatório ANEEL 10 anos**. Brasília, 2008. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/aneel\\_10\\_anos.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/aneel_10_anos.pdf)>. Acesso em: jun. 2013.

\_\_\_\_\_. **Informações Gerenciais**. Junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=531>>. Acesso em : ago 2013.

ARRUDA, Giovana Silva de; MADRUGA, Sergio Rossi; FREITAS JUNIOR, Ney Izaguirry de. A Governança Corporativa e a Teoria da Agência em Consonância com a Controladoria. **Revista de Administração**. UFSM, Santa Maria, v. I, n. 1, p. 71-84, jan./abr. 2008.

BACCI, L. C. **Gerenciamento corporativo de riscos**. São Paulo: TCC/FGV, 2003.

BARALDI, Paulo. **Gerenciando de riscos empresariais, a avaliação de riscos e a criação de controles internos nas decisões empresariais**. 3ª ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

BARTON, T. L.; SHENKIR, W. G.; WALKER, P. L. **Making enterprise risk management pay off**. Upper Saddle River: Prentice Hall, 2002.

BANCO CENTRAL DO BRASIL – BCB. **Resolução 3.380**, de 29 de junho de 2006. Disponível em: <[http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/res/2006/pdf/res\\_3380\\_v2\\_P.pdf](http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/res/2006/pdf/res_3380_v2_P.pdf)>. Acesso em: jun. 2013.

\_\_\_\_\_. **Resolução 3.721**, de 30 de abril de 2009. Disponível em: <[http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/res/2009/pdf/res\\_3721\\_v1\\_O.pdf](http://www.bcb.gov.br/pre/normativos/res/2009/pdf/res_3721_v1_O.pdf)>. Acesso em: jun. 2013.

BERNSTEIN, Peter L. **Desafio aos Deuses: a Fascinante História do Risco**. Rio de Janeiro: Campus, 1997.

BANK FOR INTERNATIONAL SETTLEMENTS – BIS. **Compliance and the compliance function in banks**. Basel Committee on Banking Supervision. April 2005.

BOLSA DE VALORES, MERCADORIAS E FUTUROS – BMF&BOVESPA.. **Novo Mercado**. 2013. Disponível em: <<http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/servicos/solucoes-para-empresas/segmentos-de-listagem/novo-mercado.aspx?Idioma=pt-br>>. Acesso em: set. 2013.

\_\_\_\_\_. **Nível 1 Governança Corporativa**. 2009. Disponível em: <[http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/a-bmfbovespa/download/Folder\\_Nivel1.pdf](http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/a-bmfbovespa/download/Folder_Nivel1.pdf)> Acesso em: ago. 2012.

\_\_\_\_\_. **Nível 2 Governança Corporativa**. 2009a: Disponível em: <[http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/a-bmfbovespa/download/Folder\\_Nivel2.pdf](http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/a-bmfbovespa/download/Folder_Nivel2.pdf)> Acesso em: ago. 2012

BOLSA DE VALORES DE SÃO PAULO – BOVESPA. **Níveis diferenciados de Governança Corporativa**. 2000. Disponível em: <<http://www.bmfbovespa.com.br/Pdf/regulamentonv310502.pdf>> Acesso em: 15 ago. 2012.

BREALEY, R.; MYERS, S. **Financiamento e Gestão de Risco**. Porto Alegre. Bookman, 2005.

BRIGHAM, E.F., GAPENSKI, L.C. e EHRARDT, M.C. **Administração Financeira, Teoria e Prática**. São Paulo. Atlas, 2001.

CADBURY COMMITTEE. **Report of the committee on the financial aspects of corporate governance**. Londres: The Committee on the Financial Aspects of Corporate Governance and Gee. 1992.

CAMARGO, Luiz Gustavo B. C. **O Setor Elétrico Brasileiro e sua Normatização Contemporânea**. Santos: UNISANTOS, 2005.

CARVALHO, A. G. Governança corporativa no Brasil em perspectiva. **Revista de Administração**. São Paulo, v.37, n.3, p.19-32, julho/setembro 2002.

CASTRO, Nivalde J. de. **As duas crises do setor elétrico brasileiro**: a criação de energia nova. Rio de Janeiro, IFE nº 1.091. IE - UFRJ, 14 de abril de 2003.

CASTRO, Nivalde J. de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme; ROSENAL, Rubens. **O Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579**, GESEL UFRJ. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE-51.pdf>>. Acesso em: fev. 2013.

CHARAN, Ram. **Governança Corporativa que produz resultados**: como integrar conselhos de administração e diretorias para gerar vantagem competitiva. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.

CHARAN, Ram. **Reinventando a governança corporativa**: por que a estratégia de atuação dos conselheiros pode determinar o sucesso ou o fracasso de uma empresa. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

COCURULLO, A. **COSO Report e ERM – Comparação entre duas metodologias**. Risk Update, 10ª ed., ano 2, janeiro de 2006.

COIMBRA, Fabio C. **Riscos operacionais**: estrutura para gestão em bancos. São Paulo: Saint Paul Editora, 2007.

\_\_\_\_\_. **Estrutura de governança corporativa e gestão de riscos**: um estudo de casos no setor financeiro. Tese de Doutorado – Universidade de São Paulo – São Paulo, 2011.

COLTRO, A. A fenomenologia: um enfoque metodológico para além da modernidade. *Caderno de Pesquisa em Administração*, São Paulo. 1 (11), 37-45, 2000.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS – CVM. **Recomendações da CVM sobre governança corporativa**. Rio de Janeiro: CVM, junho 2002. Disponível em: <<http://www.cvm.gov.br/port/redir.asp?subpage=cartilha>>. Acesso em: abr. 2013.

COOPER, D. R.; SCHINDLER, P. S. **Métodos de pesquisa em administração**. Porto Alegre: Bookman, 2003.

COSO. *Committee of Sponsoring Organizations of the Tradeway Commission. Internal Control – Integrated Framework*, 1997. Disponível em: <<http://www.coso.org>>. Acesso em: nov. 2013.

\_\_\_\_\_. **Enterprise Risk Management – Integrated Framework**, 2004. Disponível em: <<http://www.erm.coso.org>>. Acesso em: nov. 2013.

\_\_\_\_\_. **Gerenciamento de Riscos Corporativos**. Estrutura Integrada. PricewaterhouseCoopers. In. COSO\_ERM\_ExecutiveSummary\_Portugues.pdf. 2007.

\_\_\_\_\_. **Associações Fundadoras do National Commission on Fraudulent Financial Reporting**. Disponível em: <<http://www.coso.org/aboutus>>. Acesso em: fev.2014

CROUHY M.; GALAI D.; MARK R. **Gerenciamento de risco**: abordagem conceitual e prática: uma visão integrada dos riscos de crédito e de mercado. Rio de Janeiro: Qualitymark: São Paulo: SERASA, 2004.

CULP, C. L. **The Risk Management Process: Business Strategy and Tactics**, Wiley, 2001.

DAMODARAN, A. **Gestão estratégica do risco: referência para a tomada de riscos empresariais**. Porto Alegre: Bookman, 2009.

DELOITTE. Pesquisa: **Inteligência em Riscos no Setor Elétrico – Retratos de um mercado na busca das melhores práticas**. São Paulo, 2009.

\_\_\_\_\_. As pequenas e médias empresas que mais crescem no Brasil. **Revista Exame**. São Paulo, 2008. Disponível em: <[http://www.deloitte.com/view/pt\\_BR/br/Conteudos/estudosepesquisas/bb955bb48bffd110VgnVCM100000ba42f00aRCRD.htm#.U2mByihzPyE](http://www.deloitte.com/view/pt_BR/br/Conteudos/estudosepesquisas/bb955bb48bffd110VgnVCM100000ba42f00aRCRD.htm#.U2mByihzPyE)>. Acesso em: out. 2012.

\_\_\_\_\_. **Disarming the Value Killers A Risk Management Study**. Estados Unidos, 2005. Disponível em: <[https://www.deloitte.com/view/en\\_CN/cn/services/audit/corgov/0c77e60e612fb110VgnVCM100000ba42f00aRCRD.htm#>](https://www.deloitte.com/view/en_CN/cn/services/audit/corgov/0c77e60e612fb110VgnVCM100000ba42f00aRCRD.htm#>). Acesso em: mar. 2011.

\_\_\_\_\_. **Quarto Fórum de Riscos da Indústria de Energia – Melhores práticas do processo de ERMI**. São Paulo, 2011.

\_\_\_\_\_. **Inteligência em gestão de riscos – Dois estudos e uma abordagem diferenciada para apoiar sua empresa a se preparar melhor para o futuro**. São Paulo, 2012.

\_\_\_\_\_. **O estágio atual da gestão de riscos – Estratégias e ações para o crescimento sustentável**. São Paulo, 2014.

DUARTE, A. M. A Importância do Gerenciamento de Riscos Corporativos em Bancos. In. DUARTE, A. M.; VARGA, G. **Gestão de Riscos no Brasil**. Rio de Janeiro: Financial Consultoria, 2003.

DUARTE, A. M. et al. **Gerenciamento de Riscos Corporativos: Classificação, Definições e Exemplos**. Resenha BM&F, São Paulo: Num 134, 1999.

EINSENHARDT, K. M. *Building theories from case study research*. **Academy of Management Review**. Stanford: v. 14, n. 4, pp. 532-550, 1989.

FDC. Fundação Dom Cabral. **Gestão de Risco Corporativo**. 2013. Disponível em: <<http://www.memoria.fdc.org.br/acervo/textual/.../4198.pdf>> Acesso em: 20 set. 2013.

GARCIA, Felix Arthur. **Governança Corporativa**. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: UFRJ, 2005.

GIL, Antonio C. **Métodos e Técnicas de Pesquisa Social**. São Paulo: Atlas, 1999.

\_\_\_\_\_. **Como elaborar projetos de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 2007.

GODOI, Maurício. Entrevista com Nivalde de Castro: MP 579 impacto do terceiro ciclo foi maior, diz Abradee. **Agência CanalEnergia**. Rio de Janeiro, 09 de setembro de 2013. Disponível em: < <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/castro147.pdf>> Acesso em: nov. 2013.

\_\_\_\_\_. **MP 579: um ano do 11/09 do setor elétrico**. Agência CanalEnergia. São Paulo. 06 de setembro de 2013. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Retrospectiva.asp?id=97289&a> Acesso em: nov. 2013.

GODOY, A. S. Introdução à pesquisa qualitativa e suas possibilidades. **Revista de Administração de Empresas**. São Paulo: v.35, n.2, p. 57-63, abril 1995.

GOMES, João Paulo P.; VIEIRA, Marcio Milano F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública - RAP**, vol. 43, n.2, mar/abril, 2009.

GOMES, Antônio C. S.; ABARCA, Carlos D. G.; FARIA, Elíada A.S.T.; FERNANDES, Heloísa H. de O. **O Setor Elétrico**. BNDES, 2002. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 12 nov. 2013

GOULART, A. M. C. **Evidenciação contábil do risco de mercado por instituições financeiras no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Contabilidade). Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. Universidade de São Paulo. 2003.

GRINBLAT, M.; TITMAN, S. **Mercados Financeiros e Estratégia Corporativa**. Porto Alegre. Bookman, 2005.

GUERRA, S. **Os papéis do Conselho de Administração em empresas listadas no Brasil**. Dissertação de Mestrado (Administração). Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo. 2009.

HENDRIKSEN, E. S.; VAN BREDA, M. F. **Teoria da Contabilidade**. São Paulo: Atlas, 1999.

IBGC. **Código das Melhoras Práticas de Governança Corporativa**. 4ª. ed. Instituto Brasileiro de Governança Corporativa. São Paulo, SP: IBGC, 2009.

\_\_\_\_\_. **Guia de Orientação para o Gerenciamento de Riscos Corporativos**. São Paulo, IBGC, 2007.

\_\_\_\_\_. **Linha do tempo**. Disponível em: <<http://www.ibgc.org.br/LinhaTempo.apx>> Acesso em 15 dez. 2013

ISO 31000. **Gestão de Riscos**. Normas e Diretrizes. Norma Brasileira. Associação Brasileira de Normas Técnicas. 30 novembro de 2009.

JENSEN M. e MECKLING, W. *Theory of the firm: Managerial behavior, agency cost, and ownership structure*. In: **Journal os Financial Economics**. 1976.

JORION, P. **Value at Risk**. São Paulo: BMF, 1998.

\_\_\_\_\_. **Value-at-Risk: A nova fonte de referência para a gestão do risco financeiro**, BM&F, 2003.

JORNAL VALOR ECONÔMICO. **A Nova Era das Elétricas**. Reportagem de Beatriz Cucait e Luciana Seabra. Caderno EU &, de 11 de setembro de 2013.

\_\_\_\_\_. **Novo Modelo de Concessões Inibe Investimentos em Transmissão**. Reportagem de André Borges e Daniel Borges e Daniel Rittner. Caderno Brasil, de 06 de fevereiro de 2014.

KING, J. L. **Operational risk: measurement and modeling**. Chichester: John Wiley & Sons, 2001.

KNIGHT, FRANK H. **Risco, Incerteza e Lucro**. Tradução de Hunfredo Cantuária. Rio de Janeiro: Expressão e Cultura, 1972.

LA ROCQUE, E. Gestão de riscos e governança: convergência e interatividade. In: IBGC. **Uma década de governança: história do IBGC, marcos da governança e lições da experiência**. São Paulo: Saint Paul Editora: Saraiva: 2006.

LAYCOCK, M. *Analysis of Mishandling Losses and Processing Errors*. In: **Operacional Risk and Financial Institutions**. London: Risk Books, 1998.

LEAL, Maria José; CAMURI, Walter César. A Governança Corporativa e os Modelos Mundialmente Praticados. **Revista de Ciências Gerenciais** – Vol. XII no. 15, Ano 2008.

LIMA, José Luiz. **Estado e desenvolvimento do setor elétrico no Brasil: das origens à criação da Eletrobrás**. 1983.142 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Faculdade de Economia e Administração, USP. São Paulo, 1983.

LORENZO, Helena Carvalho. O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro. **Perspectivas**. Faculdade de Ciências e Letras. São Paulo: UNESP, 2002.

\_\_\_\_\_. **O Setor Elétrico Brasileiro: Reavaliando o Passado e Discutindo o Futuro**. Araraquara: UNIARA, 2002a.

MARSHALL, C. L. **Medindo e Gerenciando Riscos Operacionais em Instituições Financeiras**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002.

MARTINS, G. A. **Estudo de caso: uma estratégia de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 2006.

MCCARTHY, M. P.; FLYNN, T. ***Risk from the CEO and Board Perspective: What All Managers Need to Know About Growth in a Turbulent World***. Mc Graw Hill, 2003.

MENDES, Andrea P. S. **Teoria de agência aplicada à análise de relações entre os participantes dos processos de cooperação tecnológica universidade-empresa**. 2001. Tese (Doutorado em Administração) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/12/12139/tde-24012002-114443/>>. Acesso em: 25 Out. 2012.

MEULBROEK, L. K. ***Integrated Risk Management for the Firm: A Senior Manager's Guide***. Boston: Harvard Business School, 2002.

MILGRON, Paul e ROBERTS, John. ***Economics, Organizational & Management***. New Jersey: Prentice-Hall, 1992.

NEIL D. ***Integrated Risk Management: Techniques and Strategies for Managing Corporate Risk***, 1ª ed., Mc Graw Hill.

PEDROSA, Paulo Jerônimo Bandeira de Mello. **Desafios da regulação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos**. Brasília: ANEEL, 2005.

POLIDO, Rodrigo. Novo Modelo completa dez anos e nova crise energética será teste mais severo. **Jornal Valor Econômico**. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/3479416/novo-modelo-completa-dez-anos-e-nova-crise-energetica-sera-teste-mais-severo#ixzz33O8XjEjc>> Acesso em: 10 mar. 2014.

ROSSETTI, José Paschoal; ANDRADE, Adriana. **Governança Corporativa: fundamentos, desenvolvimento e tendências**. 6ª ed. São Paulo: Atlas, 2012.

SANTOMERO, A. M. ***Commercial Bank Risk Management: an Analysis of the Process***. Philadelphia: Wharton School, University of Pennsylvania, 1997.

SARBANES-OXLEY ACT. ***Public Company Accounting Reform and Investor Protection Act of 2002***. EUA, 2002.

SCHMIT, M.; CHAO, L.S. ***Managing Growth Risk: lessons from the current crisis***. Bruxelas: Université Libre de Bruxelles, 2010.

SELLTIZ et al. **Métodos de Pesquisa nas Relações Sociais**. São Paulo: EPU, 1975.

SILVA, A. L. C. **Governança corporativa e sucesso empresarial:** melhores práticas para aumentar o valor da firma. São Paulo: Saraiva, 2006.

SILVEIRA, Alexandre Di Miceli da. **Governança corporativa:** desempenho e valor da empresa no Brasil. São Paulo: Saint Paul Editora, 2005.

\_\_\_\_\_. **Governança corporativa no Brasil e no mundo:** teoria e prática. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

SIQUEIRA, José de Oliveira. Risco: da Filosofia à Administração. **Convenit Selecta 3.** Filosofia Medieval da Faculdade de Letras da Universidade do Porto. Editora Mandruvá. Porto, 2000. Disponível em: <http://www.hottopos.com/convenit3/josiq.htm>> Acesso em: 12 ago 2013.

SISTEMA DE INTERLIGADO NACIONAL – SIN. **O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional.** Disponível em: [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx)> Acesso em 18 mar. 2014.

SLYWOTZKY, A. J.; DRZIK, J. **Countering the Biggest Risk of All.** Boston: *Harvard Business Review*. Vol.83, Num. 4, Apr 2005.

SMITH, Adam. **A Riqueza das Nações:** investigação sobre sua natureza e suas causas. (1776). São Paulo: Nova Cultural, 1988.

TAFFAREL, Marinês; SILVA, Wesley Vieira da; CLEMENTE, Ademir. Risco Regulatório do Mercado: Análise do Setor de Energia Brasileiro. **Revista Universo Contábil.** Blumenau. v. 9, n. 1, p. 121-134, 2013.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiommo. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011.

VEIGA, Sandra Mayrink; FONSECA, Isaque. **Cooperativismo:** uma revolução pacífica em ação. Rio de Janeiro: DP&A: Fase, 2002.

VERGARA, Sylvia Constant. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração.** 8. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

WESTON, J. Fred, BRIGHAM, Eugene F. **Fundamentos da Administração Financeira.** 10 ed. São Paulo: Pearson Makron Books, 2004.

YIN, R. K. **Estudo de caso:** planejamento e métodos. Porto Alegre: Bookman, 2005.

## RELAÇÃO DOS INDICADORES UTILIZADOS PARA A SELEÇÃO DAS EMPRESAS OBJETO DE PESQUISA

Data base de elaboração da lista - agosto/setembro de 2012.

### **Lista das empresas de capital aberto:**

<<http://www.bmfbovespa.com.br/cias-listadas/empresas-listadas/BuscaEmpresaListada.aspx?segmento=Energia+El%c3%a9trica&idioma=pt-br>>

### **Lista das empresas que pertencem ao índice Bovespa:**

<<http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoCarteiraTeorica.aspx?Indice=lbovespa&idioma=pt-br>>

### **Lista das empresas que pertencem ao IEE:**

<<http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoCarteiraTeorica.aspx?Indice=IEE&idioma=pt-br>>

### **Lista das empresas que pertencem ao ISE:**

<<http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoCarteiraTeorica.aspx?Indice=ISE&idioma=pt-br>>

### **Lista das empresas que pertencem ao IGC-X:**

<<http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoCarteiraTeorica.aspx?Indice=IGC&idioma=pt-br>>

### **Lista das empresas que pertencem ao IGC-NM:**

<<http://www.bmfbovespa.com.br/indices/ResumoCarteiraTeorica.aspx?Indice=IGNM&idioma=pt-br>>

## LISTAGEM DAS EMPRESAS E SEUS ACESSOS AOS RELATÓRIOS DE REFERÊNCIA

Data base de elaboração da lista - agosto/setembro de 2012.

**Eletrobrás** – localização no site de RI para acesso ao Relatório de Referência e Relatório 20-F. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/main.asp?Team={DA0EDEFB-3B57-4B84-93E2-E0B7C7A0A063}>>

**CESP** – localização no site de RI para acesso ao Relatório de Referência. Disponível em: <<http://ri.cesp.com.br/informacoes-financeiras/formulario-de-referencia/>>

**CEMIG** – localização no site de RI para acesso ao Relatório de Referência. Disponível em: <<http://cemig.foinvest.com.br/ptb/s-20-ptb-2013.html>> e Relatório 20-F. Disponível em: <http://cemig.foinvest.com.br/ptb/s-7-ptb-2013.html>

**CPFL** – localização no site de RI para acesso ao Relatório de Referência e Relatório 20-F. Disponível em: <[http://cpfl.riweb.com.br/ListGroup.aspx?id\\_canal=pO+YBUcSNFj1O65GBjZGdw==&id\\_canalpai=wEe00+re07LvHrBXwICkfA==](http://cpfl.riweb.com.br/ListGroup.aspx?id_canal=pO+YBUcSNFj1O65GBjZGdw==&id_canalpai=wEe00+re07LvHrBXwICkfA==)>

**COPEL** – localização no site de RI para acesso ao Relatório de Referência e Relatório 20-F. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2fri%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F4FFDE13A0E8FE6C4032574B30050D2EF](http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Fri%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F4FFDE13A0E8FE6C4032574B30050D2EF)>

**EDP** – localização no site de RI para acesso ao Relatório de Referência. Disponível em: <<http://edp.foinvest.com.br/ptb/s-16-ptb.html>>

**Eletropaulo** – localização no site de RI para acesso ao Relatório de Referência. Disponível em: <<http://ri.aeseletropaulo.com.br/listgroup.aspx?idCanal=m438w5y2O3WWXh01IINQ3A==>>

**Light** – localização no site de RI para acesso ao Relatório de Referência. Disponível em: <<http://ri.light.com.br/ptb/s-28-ptb-2013.html>>

**Tractebel** – localização no site de RI para acesso ao Relatório de Referência. Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/sustentabilidade/financas/formulario-de-referencia>>

# APÊNDICES

## APÊNDICE 1. Lista de Concessionárias de Transmissão

### Agentes de Transmissão

Aete - Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A.  
 Afluyente - Afluyente Geração e Transmissão de Energia S.A.  
 Artemis - Artemis Transmissora de Energia S.A.  
 ATE - ATE Transmissora de Energia S.A.  
 ATE II - ATE II Transmissora de Energia S.A.  
 ATE III - ATE III Transmissora de Energia S.A.  
 ATE IV - ATE VII Foz do Iguaçu Transmissora de Energia S.A.  
 Brasnorte - Brasnorte Transmissora de Energia S.A.  
 CEEE - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica  
 Celg - Celg Geração e Transmissão S.A.  
 Cemig - Companhia Energética de Minas Gerais  
 Centroeste - Companhia de Transmissão Centroeste de Minas  
 Cesa - Castelo Energética S.A.  
 Chesf - Companhia Hidroelétrica do São Francisco  
 CNTE - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.  
 Copel - Copel Transmissão S.A.  
 Coqueiros - Coqueiros Transmissora de Energia Ltda.  
 CPTE - Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.  
 CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista  
 EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.  
 EBTE - Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.  
 ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.  
 Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.  
 Eletrosul - Centrais Elétricas S.A.  
 ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.  
 ERTE - Empresa Regional Transmissão de Energia S.A.  
 ETAU - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.  
 ETEO - Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.  
 ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.  
 ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.  
 Expansion - Expansion Transmissão de Energia S.A.  
 Furnas - Furnas Centrais Elétricas S.A.  
 Gesa - Goiana Transmissora de Energia S.A.  
 IE Pinheiros - Interligação Elétrica Pinheiros S.A.  
 IE Sul - Interligação Elétrica Sul S.A.  
 IEMG - Interligação Elétrica de Minas Gerais  
 IENNE - Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A.  
 Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.  
 Itumbiara - Itumbiara Transmissora de Energia Ltda.  
 JTE - Jauru Transmissora de Energia Ltda.  
 Light - Light Energia S.A.  
 Londrina - Londrina Transmissora de Energia S.A.  
 LT Triângulo - LT Triângulo S.A.  
 Lumitrans - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica  
 Macapá - Linhas de Macapá Transmissora de Energia Ltda.  
 Manaus - Manaus Transmissora de Energia S.A.  
 NovaTrans - NovaTrans / Enelpower do Brasil Ltda.  
 NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A.  
 Paraíso-Açu - Paraíso-Açu Transmissora de Energia S.A.  
 PCTE - Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.  
 Pedras - Pedras Transmissora de Energia Ltda.  
 PPTE - Porto Primavera Transmissora de Energia Ltda.  
 RPTE - Ribeirão Preto Transmissora de Energia Ltda.  
 RS Energia - Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S.A.  
 São Mateus - São Mateus Transmissora de Energia S.A.  
 SC Energia - Empresa de Transmissão de Energia de Santa Catarina S.A.  
 SMTE - Serra da Mesa Transmissora de Energia Ltda.  
 SPTE - Serra Paracatu Transmissora de Energia Ltda.  
 STC - Sistema de Transmissão Catarinense S.A.  
 STE - Sul Transmissora de Energia Ltda.  
 STN - Sistema de Transmissão Nordeste  
 TPAE - Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda.  
 Transirapé - Companhia Transirapé de Transmissão  
 Transleste - Companhia Transleste de Transmissão  
 Transudeste - Companhia Transudeste de Transmissão  
 TSN - Transmissora Sudeste Nordeste S.A.  
 Uirapuru - Uirapuru Transmissora de Energia  
 VCTE - Vila do Conde Transmissora de Energia Ltda.

## APÊNDICE 2. Questionário da Pesquisa

### Questionário prévio para a Pesquisa da Dissertação sobre Gestão de Riscos nas Empresas do Setor Elétrico.

**Empresa:**

**Data:**

**Nome:**

**Cargo:**

**Telefone:**

**E-mail:**

1. A sua empresa tem uma estrutura formal para executar as atividades de Gestão de Riscos?
  - ✓ Em caso afirmativo; Para qual estrutura organizacional responde esta estrutura?
  - ✓ Em caso negativo; As atividades de Gestão de Riscos são efetuadas por qual (is) organismo (s) são executadas estas atividades?
  
2. Os riscos apurados são reportados para qual estrutura organizacional e qual é a periodicidade que se fazem estes reports?
  
3. Na sua opinião, cite os 05 (cinco) riscos mais relevantes que a sua organização esta exposta e que são apurados na estrutura de Gestão de Riscos?
  - a) \_\_\_\_\_;
  - b) \_\_\_\_\_;
  - c) \_\_\_\_\_;
  - d) \_\_\_\_\_;
  - e) \_\_\_\_\_.
  
4. Como é o processo corporativo de gestão de riscos? É utilizado algum *framework* (por exemplo: COSO, ISO 31000 e etc.)?
  
5. Existem políticas e regras formalizadas? Responsáveis? Órgãos envolvidos? Está formalizado em algum documento? É possível disponibilizá-lo?
  
6. Quais são os principais benefícios e custos, do ponto de vista da empresa, para adoção das melhores práticas de Gestão de Riscos?
  
7. A estrutura de Gestão de Riscos está relacionado à alguma estrutura formal de Governança Corporativa?

8. Há algum comitê com funções relacionadas à gestão de risco na sua organização? Qual? E quais são as suas atividades?
9. Há um processo de elaboração da linguagem comum de riscos? Quem é órgão responsável? Está formalizado em algum documento?
10. Há algum risco relevante ao seu negócio que ainda não é medido ou gerido? Cite quais são?

Muito obrigado pelo seu tempo e participação no preenchimento desta pesquisa, e caso você tenha disponibilidade para uma entrevista, favor indicar data, horário e fone pelo seguinte e-mail: [javicente@uol.com.br](mailto:javicente@uol.com.br) para que eu possa agendar consigo.

José Antonio C. Vicente

### APÊNDICE 3. Perguntas do Questionário e Respectivas Tabulações

<b>Pergunta 01</b>	A sua empresa tem estrutura formal para executar as atividades de Gestão de Riscos? Em caso afirmativo: Para qual estrutura organizacional responde esta estrutura?
<b>Empresa 1</b>	Sim, a área de gestão de riscos está alocada embaixo da Diretoria de Planejamento Financeiro respondendo por consequência para o CFO da Companhia.
<b>Empresa 2</b>	Sim, a gerência de Gestão de Riscos Corporativa fica embaixo da Diretoria Financeira.
<b>Empresa 3</b>	Sim, o departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos está inserido na área de Controladoria, a qual reporta-se ao Diretor de Finanças e Relações com Investidores.
<b>Empresa 4</b>	Sim, a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos está ligada a Vice Presidência Financeira e Relações com Investidores.
<b>Empresa 5</b>	Sim, a estrutura de Gestão de Riscos Corporativos está vinculada a Vice Presidência de Comercialização.
<b>Empresa 6</b>	Sim, o departamento está vinculada a Superintendência de Sustentabilidade, Gestão Estratégica e Planejamento, que está vinculada a Presidência.
<b>Empresa 7</b>	Sim, a Diretoria de Finanças.
<b>Empresa 8</b>	Sim, a estrutura de Gestão de Riscos Corporativos está vinculada a Superintendência de Sustentabilidade, que está ligada à Presidência da companhia.
<b>Empresa 9</b>	Sim, o gerenciamento de riscos corporativos é coordenado pelo Departamento de Auditoria Interna que está vinculado à Presidência.

<b>Pergunta 02</b>	Os riscos apurados são reportados para qual estrutura organizacional e qual é a periodicidade que se fazem estes reports?
<b>Empresa 1</b>	Reports mensais em reunião de diretoria, reports trimestrais para Conselho de Administração e Conselho Fiscal e reports mensais para matriz.
<b>Empresa 2</b>	Os riscos são reportados de forma bimestral ao Comitê de Monitoramento de Riscos.
<b>Empresa 3</b>	Os riscos são reportados mensalmente a Diretoria Executiva e a Comissão de Riscos, que remete ao CA.
<b>Empresa 4</b>	Os riscos são reportados de forma trimestral ao Comitê de Gestão de Riscos e ao Comitê de Auditoria.
<b>Empresa 5</b>	A reportes mensais para a Diretoria e de forma anual a matriz da organização.
<b>Empresa 6</b>	Os riscos são reportados de forma semestral à Diretoria e ao grupo controlador.
<b>Empresa 7</b>	Os riscos são disponibilizados mensalmente a Diretoria Executiva e anualmente são revisados.
<b>Empresa 8</b>	Reportes mensais à Diretoria Executiva e ao Comitê de Auditoria e Riscos, e trimestralmente ao Conselho de Administração.
<b>Empresa 9</b>	Os reportes são efetuados ao Comitê de Riscos é são periódicas e são convocadas quando identificados situações atípicas.

<b>Pergunta 03</b>	Na sua opinião, cite os 05 (cinco) riscos mais relevantes que a sua organização esta exposta e que são apurados na estrutura de Gestão de Riscos?
<b>Empresa 1</b>	Hidrológicos, Regulatório, Novas Leis, Operacional e Macroeconômico
<b>Empresa 2</b>	Renovação de Concessões, Ambientais, Jurídicos, Revisão Tarifária e Hidrológicos
<b>Empresa 3</b>	Regulatório Setorial, Endividamento, Macroeconômico, Mercado de Energia e Hidrológicos.
<b>Empresa 4</b>	Ambiental, Regulatório, Macroeconômico, Endividamento e Hidrológicos.
<b>Empresa 5</b>	Regulatório, Planejamento Energético, Preço de Energia, Terceirização e Financeiros.
<b>Empresa 6</b>	Mercado, Regulatório, Indisponibilidade de Energia, Tributário e Implantação de Novos Projetos
<b>Empresa 7</b>	Regulatório, Déficit de Energia, Perdas, Compra de Energia e Inadimplência
<b>Empresa 8</b>	Não respondeu
<b>Empresa 9</b>	Regulatório, Mercado de capitais, Macroeconômico, Credito e Ambiental

<b>Pergunta 04</b>	Como é o processo corporativo de gestão de riscos? É utilizado algum <i>framework</i> (por exemplo: COSO, ISO 31000 e etc.)?
<b>Empresa 1</b>	COSO e os riscos são classificados na sua probabilidade e impacto
<b>Empresa 2</b>	Modelo próprio com aderência ao COSO e ISO 31000
<b>Empresa 3</b>	Sim, o processo de gestão utiliza a metodologia do COSO
<b>Empresa 4</b>	Sim, os procedimentos utilizados são o COSO e ISO 31000
<b>Empresa 5</b>	Sim, os procedimentos são baseados no COSO e ISO 31000
<b>Empresa 6</b>	Sim, os premissas são baseados no COSO e ISO 31000
<b>Empresa 7</b>	Sim, o processo de gestão utiliza a metodologia do COSO II
<b>Empresa 8</b>	Sim, são baseados no ISO 31000 e COSO.
<b>Empresa 9</b>	Sim, o modelo foi baseado com os princípios do COSO

<b>Pergunta 05</b>	Existem políticas e regras formalizadas? Responsáveis? Órgãos envolvidos? Está formalizado em algum documento? É possível disponibilizá-lo?
<b>Empresa 1</b>	Tem políticas e procedimentos formalizados em todas companhias.
<b>Empresa 2</b>	Temos uma política de gestão de riscos e um manual de procedimentos
<b>Empresa 3</b>	Temos uma política de gestão de riscos e um manual de procedimentos disponibilizados de forma eletrônica para toda empresa.
<b>Empresa 4</b>	Os procedimentos são formalizados e padronizados em toda companhia e neste momento estamos em processo de revisão das políticas.
<b>Empresa 5</b>	Sim, temos políticas, principais atribuições e conceitos definidos internamente.
<b>Empresa 6</b>	Sim, há um manual cuja execução é da área responsável pelo gestão de riscos, tem aprovação do Comitê de Gerenciamento de Riscos.
<b>Empresa 7</b>	Sim, foi elaborado uma política e manual de riscos, em 2012 foi revisado.
<b>Empresa 8</b>	A política corporativa está aprovada pelo Conselho de Administração desde 2011 e está disponível no site da empresa.
<b>Empresa 9</b>	Há normas e procedimentos implantados na companhia.

<b>Pergunta 06</b>	Quais são os principais benefícios e custos, do ponto de vista da empresa, para adoção das melhores práticas de Gestão de Riscos?
<b>Empresa 1</b>	Garantir a antecipação da prevenção e riscos, dar transparência dos riscos à organização.
<b>Empresa 2</b>	Implantar a cultura de gestão de riscos a todos empregados e direção da empresa.
<b>Empresa 3</b>	Aumento de transparência e subsídios para tomada de decisão aos objetivos do negócio. Os custos estão relacionados aos treinamentos e processo de comunicação à organização.
<b>Empresa 4</b>	Fortalecimento dos sistemas de gestão de riscos e avaliação de riscos em todas decisões da companhia.
<b>Empresa 5</b>	Linguagem comum, visão de impactos e vulnerabilidade de cada risco. Os custos estão relacionados ao tempo do colaborador.
<b>Empresa 6</b>	Melhoria de gestão, consciência de riscos, nivelamento dos riscos e oportunidades do corpo gerencial.
<b>Empresa 7</b>	Conhecimento os processos e visão macro dos riscos estratégicos do negócio.
<b>Empresa 8</b>	Previsibilidade, pro atividade, melhoria na tomada de decisão e comprometimento da administração.
<b>Empresa 9</b>	Possibilita o cumprimento de metas, aprimoramento de processos e controles e fortalecimento da gestão e performance econômico e financeiro da organização.

<b>Pergunta 07</b>	A estrutura de Gestão de Riscos está relacionado à alguma estrutura formal de Governança Corporativa?
<b>Empresa 1</b>	Sim
<b>Empresa 2</b>	Sim
<b>Empresa 3</b>	Sim, é acompanhada pela Comissão de Gestão de Riscos e dos comitês de assessoramento do CA.
<b>Empresa 4</b>	Sim, a estrutura reporta-se ao Comitê de Auditoria, que é composto por representantes do CA.
<b>Empresa 5</b>	A estrutura está vinculada ao Comitê de Risco e a Diretoria Executiva.
<b>Empresa 6</b>	Sim, a Diretoria de Planejamento e Controle
<b>Empresa 7</b>	Sim, estão ligados ao Comitê de Gestão.
<b>Empresa 8</b>	Sim, estão ligadas a Presidência.
<b>Empresa 9</b>	Sim, o comitê de riscos é coordenado pela Presidência da companhia.

<b>Pergunta 08</b>	Há algum comitê com funções relacionadas à gestão de risco na sua organização? Qual? E quais são as suas atividades?
<b>Empresa 1</b>	Não, localmente.
<b>Empresa 2</b>	Sim, propõe diretrizes, políticas e procedimentos ao CA, propõe ações prioritárias e apetite aos riscos, alinhados com os objetivos organizacionais.
<b>Empresa 3</b>	Sim, reporta os resultados a Comissão e ao Conselho de Administração mensalmente.
<b>Empresa 4</b>	O Comitê de Gestão de Riscos Corporativos está vinculado ao Comitê de Auditoria, onde discute a avaliação dos principais riscos da companhia.
<b>Empresa 5</b>	Há o Comitê de Risco que tem atribuições, acompanhamento e ações mitigatórias.
<b>Empresa 6</b>	Sim, Comitê de Gerenciamento de Riscos que promove a conscientização do tratamento de riscos, define metas e diretrizes, promove melhorias e procedimentos de controle de riscos.
<b>Empresa 7</b>	Sim, ao Comitê de Gestão que analisa e participa de todas as decisões relacionadas à riscos.
<b>Empresa 8</b>	O Comitê de Auditoria e Riscos está ligado ao Conselho de Administração e tem a sua principal atividade a fiscalização e avaliação dos riscos de cada empresa.
<b>Empresa 9</b>	O comitê de Gestão de Riscos compete orientar a metodologia, controle, identificação, avaliação e monitoramento dos riscos.

<b>Pergunta 09:</b>	Há um processo de elaboração da linguagem comum de riscos? Quem é órgão responsável? Está formalizado em algum documento?
<b>Empresa 1</b>	Não temos dicionários de riscos implantados.
<b>Empresa 2</b>	Sim, temos a linguagem formalizada no manual de procedimentos.
<b>Empresa 3</b>	Sim, a padronização da linguagem de riscos e controle está vinculado pela área de Gestão de Riscos, Controles internos e Auditoria.
<b>Empresa 4</b>	Os documentos formalizados estão padronizados a toda companhia e são de responsabilidade do Depto. de Gestão de Riscos e Controles Internos a sua formalização.
<b>Empresa 5</b>	Temos um dicionário de riscos e política de riscos corporativos formalizada e a responsabilidade pela gestão deste documentos são da área de gestão de riscos corporativos.
<b>Empresa 6</b>	Sim, um manual corporativo global.
<b>Empresa 7</b>	Existe um manual de riscos que não está formalizado em todas as áreas.
<b>Empresa 8</b>	O dicionário de riscos e matriz corporativa de riscos estão padronizados em todas empresas.
<b>Empresa 9</b>	Está formalizada o processo de gestão de riscos através de normas e procedimentos.

<b>Pergunta 10</b>	Há algum risco relevante ao seu negócio que ainda não é medido ou gerido? Cite Quais?
<b>Empresa 1</b>	Não, todos os riscos relevantes estão mapeados e quantificados.
<b>Empresa 2</b>	Não, mas estamos sempre reavaliando os riscos.
<b>Empresa 3</b>	Os principais riscos são acompanhados em diversos fóruns de controle e acompanhamento da gestão.
<b>Empresa 4</b>	Não, os riscos estão devidamente mapeados e controlados pela empresa.
<b>Empresa 5</b>	Não, os riscos relevantes foram documentados e avaliados.
<b>Empresa 6</b>	Não
<b>Empresa 7</b>	Os principais riscos são mensurados e os riscos menos relevantes são qualificados pela relevância.
<b>Empresa 8</b>	Não foi informado.
<b>Empresa 9</b>	Não foi informado, porque tem princípios que norteiam o aprimoramento constante de processo e controles.

#### APÊNDICE 4. Perguntas com a Tabulação dos Formulários de Referências

<b>Questão 01</b>	A sua empresa tem estrutura formal para executar as atividades de Gestão de Riscos? Em caso afirmativo: Para qual estrutura organizacional responde esta estrutura?
<b>CEMIG</b>	Existe um Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros e a Gerencia de Gestão de Riscos.
<b>CESP</b>	A coordenação de Gestão de Riscos está vinculada com a estrutura da Auditoria interna, que responde para a Assessoria de Gestão Empresarial, que reporta para a Diretoria Executiva.
<b>Copel</b>	O departamento de Controle de Gestão de Riscos responde para a Diretoria Financeira.
<b>CPFL</b>	A diretoria de Gestão de Riscos e Controle Interno reporta para a Vice-presidência Financeira e Relações com Investidores.
<b>EDP - Energias do Brasil</b>	A estrutura de gestão de riscos responde para a Presidência.
<b>Eletrobrás</b>	não informa.
<b>AES - Eletropaulo</b>	A gerencia de Análise Contábeis e Riscos atua com apoio da Auditoria Interna.
<b>Light</b>	não informa.
<b>Tractebel</b>	A área de Gestão de Riscos responde para Diretoria de Planejamento e Controle.

<b>Questão 02</b>	Os riscos apurados são reportados para qual estrutura organizacional e qual é a periodicidade que se fazem estes reports?
<b>CEMIG</b>	Reuniões mensais ou quando for necessário por mudança de cenário.
<b>CESP</b>	não informa.
<b>Copel</b>	Reuniões trimestrais e reportam ao Comitê de Auditoria, que está vinculado ao Conselho de Administração.
<b>CPFL</b>	não informa.
<b>EDP - Energias do Brasil</b>	não informa.
<b>Eletrobrás</b>	não informa.
<b>AES - Eletropaulo</b>	São medidos mensalmente e reportados quadrimestralmente para a Diretoria Executiva e Anualmente para o Conselho Fiscal.
<b>Light</b>	não informa.
<b>Tractebel</b>	Reporta mensalmente para a Diretoria Financeira.

<b>Questão 03</b>	Quais são os riscos mais relevantes que a sua organização esta exposta e que são apurados na estrutura de Gestão de Riscos?
<b>CEMIG</b>	Riscos de exposição em moeda estrangeira, financiamento e fornecedores. É feito hedge somente para a exposição do fluxo de caixa e orçamento em moeda estrangeira.
<b>CESP</b>	Moeda estrangeira sobre a dívida, regulatório, ambiental, crédito e liquidação antecipada da dívida.
<b>Copel</b>	Crédito, moeda, taxa de juros, vencimento antecipado, ambientais, déficit de energia e renovação da concessão.
<b>CPFL</b>	Cambio, taxa de juros, crédito, déficit de energia, covenants financeiros e regulatório.
<b>EDP - Energias do Brasil</b>	Energético, regulatório, hidrológico, operacional, financeiro (mercado, liquidez e crédito), mercado (PLD) e ambiental.
<b>Eletrobrás</b>	Riscos financeiros (taxa de juros e moeda), commodities (alumínio) e crédito.
<b>AES - Eletropaulo</b>	Crédito, patrimonial e financeiro.
<b>Light</b>	Financeiros, mercado, crédito, liquidez, operacional, tecnologia, processos operacionais, sustentabilidade, imagem, política, ambiental, gestão de negócios, regulatório e legal.
<b>Tractebel</b>	Patrimonial, financeiro, energia, ambiental, tributário e contraparte.

<b>Questão 04</b>	Como é o processo corporativo de gestão de riscos? É utilizado algum <i>framework</i> (por exemplo: COSO, ISO 31000 e etc.)?
<b>Empresa 1</b>	Não informa
<b>Empresa 2</b>	Utiliza a metodologia do COSO II
<b>Empresa 3</b>	Não informa
<b>Empresa 4</b>	Não informa
<b>Empresa 5</b>	Não informa
<b>Empresa 6</b>	Não informa
<b>Empresa 7</b>	Modelo utilizado é o COSO
<b>Empresa 8</b>	o COSO é a metodologia adotada para o gestão de riscos.
<b>Empresa 9</b>	Utiliza sistemática interna da matriz internacional do grupo.

<b>Questão 05</b>	Existem políticas e regras formalizadas? Responsáveis? Órgãos envolvidos? Está formalizado em algum documento?
<b>Empresa 1</b>	Tem políticas aprovadas.
<b>Empresa 2</b>	Informa que tem normas e procedimentos formalizados.
<b>Empresa 3</b>	As políticas e procedimentos aprovados desde 2006.
<b>Empresa 4</b>	Informa que está estruturado desde 2008, e é aprovado pelo Conselho de Administração.
<b>Empresa 5</b>	Tem política formalizada.
<b>Empresa 6</b>	Tem política aprovada pelo Conselho de Administração.
<b>Empresa 7</b>	Não informa
<b>Empresa 8</b>	Não informa
<b>Empresa 9</b>	Existe um comitê que define metas, diretrizes, gerenciamento e processo de controle.

<b>Questão 06</b>	<b>Quais são os principais benefícios e custos no processo de Gestão de Riscos?</b>
<b>Empresa 1</b>	Não informa.
<b>Empresa 2</b>	Não informa.
<b>Empresa 3</b>	Não informa.
<b>Empresa 4</b>	Não informa.
<b>Empresa 5</b>	Não informa.
<b>Empresa 6</b>	Não informa.
<b>Empresa 7</b>	Não informa.
<b>Empresa 8</b>	Não informa.
<b>Empresa 9</b>	Não informa.

<b>Questão 07</b>	<b>A estrutura de Gestão de Riscos está relacionado à alguma estrutura formal de Governança Corporativa?</b>
<b>Empresa 1</b>	Existe um comitê de gestão de riscos corporativo.
<b>Empresa 2</b>	Existe um comitê de gestão de riscos vinculado a Diretoria executiva.
<b>Empresa 3</b>	Sim, há um comitê de gestão de riscos.
<b>Empresa 4</b>	Os riscos são reportados ao Conselho de Administração.
<b>Empresa 5</b>	Não informa.
<b>Empresa 6</b>	Não informa.
<b>Empresa 7</b>	Riscos reportados para a Diretoria e Conselho Fiscal.
<b>Empresa 8</b>	Não informa.
<b>Empresa 9</b>	Existe um comitê de gestão de riscos, que são subdivididos em outros 07 comitês.

## ANEXOS

### ANEXO 1. Medida Provisória no. 579



**Presidência da República  
Casa Civil  
Subchefia para Assuntos Jurídicos**

**MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579, DE 11 DE SETEMBRO DE 2012.**

[Exposição de Motivos](#)

[Regulamento](#)

[Regulamento](#)

[Convertida na Lei nº 12.783, de 2013](#)

Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

**A PRESIDENTA DA REPÚBLICA**, no uso da atribuição que lhe confere o art. 62 da Constituição, adota a seguinte Medida Provisória, com força de lei:

CAPÍTULO I

DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DO REGIME DE COTAS

Art. 1º A partir da publicação desta Medida Provisória, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo [art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela ANEEL, conforme regulamento do poder concedente; e

III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

§ 2º A distribuição das cotas de que trata o inciso II do § 1º e sua respectiva remuneração obedecerão a critérios previstos em regulamento, devendo buscar o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias de distribuição do SIN.

§ 3º As cotas de que trata o inciso II do § 1º serão revisadas periodicamente e a respectiva alocação às concessionárias de distribuição será formalizada mediante a celebração de contratos, conforme regulamento do poder concedente.

§ 4º Os contratos de concessão e de cotas definirão as responsabilidades das partes e a alocação dos riscos decorrentes de sua atividade.

§ 5º Nas prorrogações de que trata este artigo, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, serão assumidos pelas concessionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.

§ 6º Caberá à ANEEL disciplinar a realização de investimentos que serão considerados nas tarifas, com vistas a manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas, conforme regulamento do poder concedente.

§ 7º O disposto neste artigo se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica que, nos termos do [art. 19 da Lei nº 9.074, de 1995](#), foram ou não prorrogadas, ou que estejam com pedido de prorrogação em tramitação.

§ 8º O disposto nesta Medida Provisória também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o disposto no art. 2º.

§ 9º Vencido o prazo das concessões de geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a um MegaWatt - MW, aplica-se o disposto no [art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995](#).

Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à autoprodução, cuja potência da usina seja igual ou inferior a cinquenta MW, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos.

§ 1º O disposto no art. 1º não se aplica às prorrogações de que trata o **caput**.

§ 2º Todo o excedente de energia elétrica não consumida pelas unidades consumidoras do titular da concessão de autoprodução será liquidado no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD.

§ 3º O disposto neste artigo se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à autoprodução, independentemente da potência, desde que não interligadas ao SIN.

§ 4º A prorrogação de que trata este artigo será feita a título oneroso, sendo o pagamento pelo uso do bem público revertido em favor da modicidade tarifária, conforme regulamento do poder concedente.

Art. 3º Caberá à ANEEL, conforme regulamento do poder concedente, instituir mecanismo para compensar as variações no nível de contratação das concessionárias de distribuição do SIN, decorrentes da alocação de cotas a que se refere o inciso II do § 1º do art. 1º.

Parágrafo único. Ocorrendo excedente no montante de energia contratada pelas concessionárias de distribuição do SIN, haverá a cessão compulsória de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, cujo suprimento já tenha se iniciado ou venha a se iniciar até o ano para o qual a cota foi definida, para a concessionária de distribuição que tenha redução no montante de energia contratada.

Art. 4º O poder concedente poderá autorizar, conforme regulamento, a ampliação de usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos desta Medida Provisória, observado o princípio da modicidade tarifária.

§ 1º A garantia física de energia e potência da ampliação de que trata o **caput** será distribuída em cotas, observado o disposto no inciso II do § 1º do art. 1º.

§ 2º Os investimentos realizados para a ampliação de que trata o **caput** serão considerados nos processos tarifários.

Art. 5º A partir da publicação desta Medida Provisória, as concessões de geração de energia termelétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até vinte anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a segurança do sistema.

§ 1º A prorrogação de que trata o **caput** deverá ser requerida pela concessionária com antecedência mínima de vinte e quatro meses do termo final do respectivo contrato de concessão ou ato de outorga.

§ 2º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, a concessionária deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até noventa dias contado da convocação.

§ 3º O descumprimento do prazo de que trata o § 2º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 4º A critério do poder concedente, as usinas prorrogadas nos termos deste artigo poderão ser diretamente contratadas como energia de reserva.

## CAPÍTULO II

### DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º A partir da publicação desta Medida Provisória, as concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo [§ 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; e

II - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Art. 7º A partir da publicação desta Medida Provisória, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo [art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

Parágrafo único. A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

## CAPÍTULO III

### DA LICITAÇÃO

Art. 8º As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta Medida Provisória, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

§ 1º A licitação de que trata o **caput** poderá ser realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.

§ 2º O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 3º Aplica-se o disposto nos § 1º ao § 6º do art. 1º às outorgas decorrentes de licitações de empreendimentos de geração de que trata o **caput**.

Art. 9º Não havendo a prorrogação do prazo de concessão e com vistas a garantir a continuidade da prestação do serviço, o titular poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas por esta Medida Provisória.

§ 1º Caso não haja interesse do concessionário na continuidade da prestação do serviço nas condições estabelecidas nesta Medida Provisória, o serviço será explorado por meio de órgão ou entidade da administração pública federal, até que seja concluído o processo licitatório de que trata o art. 8º.

§ 2º Com a finalidade de assegurar a continuidade do serviço, o órgão ou entidade de que trata o § 1º fica autorizado a realizar a contratação temporária de pessoal imprescindível à prestação do serviço público de energia elétrica, até a contratação de novo concessionário.

§ 3º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá receber recursos financeiros para assegurar a continuidade e a prestação adequada do serviço público de energia elétrica.

§ 4º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá aplicar os resultados homologados das revisões e reajustes tarifários, bem como contratar e receber recursos de Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Reserva Global de Reversão - RGR, nos termos definidos pela ANEEL.

§ 5º As obrigações contraídas pelo órgão ou entidade de que trata o § 1º na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação.

§ 6º O poder concedente poderá definir remuneração adequada ao órgão ou entidade de que trata o § 1º, em razão das atividades exercidas no período da prestação temporária do serviço público de energia elétrica.

Art. 10. O órgão ou entidade responsável pela prestação temporária do serviço público de energia elétrica deverá:

I - manter registros contábeis próprios relativos à prestação do serviço; e

II - prestar contas à ANEEL e efetuar acertos de contas com o poder concedente.

#### CAPÍTULO IV

#### DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 11. As prorrogações referidas nesta Medida Provisória deverão ser requeridas pelo concessionário, com antecedência mínima de sessenta meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º.

§ 1º Nos casos em que o prazo remanescente da concessão for inferior a sessenta meses da publicação desta Medida Provisória, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até trinta dias da data do início de sua vigência.

§ 2º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até trinta dias contados da convocação.

§ 3º O descumprimento do prazo de que trata o § 2º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 4º O contrato de concessão ou o termo aditivo conterão cláusula de renúncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem o disposto nesta Medida Provisória.

Art. 12. O poder concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até sessenta meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga.

§ 1º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo, que contemplará as condições previstas nesta Medida Provisória, no prazo de até trinta dias contados da convocação.

§ 2º O descumprimento do prazo de que trata o § 1º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 3º O concessionário de geração deverá promover redução nos montantes contratados dos CCEARs de energia existente vigentes, conforme regulamento.

Art. 13. Na antecipação dos efeitos da prorrogação de que trata o art. 12, o poder concedente definirá, conforme regulamento, a tarifa ou receita inicial para os concessionários de geração, transmissão e distribuição.

§ 1º A ANEEL realizará revisão extraordinária das tarifas de uso dos sistemas de transmissão para contemplar a receita a que se refere o **caput**.

§ 2º A ANEEL procederá à revisão tarifária extraordinária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão, para contemplar as tarifas a que se refere este artigo. ([Vide Decreto nº 7.805, de 2012](#))

Art. 14. Os prazos das concessões prorrogadas nos termos desta Medida Provisória serão contados:

I - a partir do primeiro dia subsequente ao termo do prazo de concessão; ou

II - a partir do primeiro dia do mês subsequente ao da assinatura do contrato de concessão ou termo aditivo, no caso de antecipação dos efeitos da prorrogação.

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Medida Provisória deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

§ 1º O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para a finalidade de que trata o **caput** ou para fins de indenização, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 2º Os bens reversíveis vinculados às concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo [§ 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995](#), existentes em 31 de maio de 2000, independentemente da vida útil remanescente do equipamento, serão considerados totalmente amortizados pela receita auferida pelas concessionárias de transmissão, não sendo indenizados ou incluídos na receita de que trata o **caput**.

§ 2º Fica o poder concedente autorizado a pagar, na forma de regulamento, para as concessionárias que optarem pela prorrogação prevista nesta Medida Provisória, nas concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo [§ 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995](#), o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL. ([Redação dada pela Medida Provisória nº 591, de 2012](#))

§ 3º A critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a Reserva Global de Reversão - RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados.

§ 3º O valor de que trata o § 2º será quitados pelo poder concedente no prazo de trinta anos corrigido pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA. ([Redação dada pela Medida Provisória nº 591, de 2012](#))

§ 4º As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos desta Medida Provisória, levarão em consideração, dentre outros, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

§ 4º A critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a Reserva Global de Reversão - RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados. ([Redação dada pela Medida Provisória nº 591, de 2012](#))

§ 5º As informações necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das concessões prorrogadas nos termos desta Medida Provisória, que não forem apresentadas pelos concessionários, não serão consideradas na tarifa ou receita inicial, ou para fins de indenização. ([Vide Decreto nº 7.805, de 2012](#))

§ 5º As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos desta Medida Provisória, levarão em consideração, dentre outros, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição. ([Redação dada pela Medida Provisória nº 591, de 2012](#))

§ 6º As informações de que trata o parágrafo anterior, quando apresentadas, serão avaliadas e consideradas na tarifa do concessionário a partir da revisão periódica, não havendo recomposição tarifária quanto ao período em que não foram consideradas.

§ 6º As informações necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das concessões prorrogadas nos termos desta Medida Provisória, que não forem apresentadas pelos concessionários, não serão consideradas na tarifa ou receita inicial, ou para fins de indenização. ([Redação dada pela Medida Provisória nº 591, de 2012](#))

§ 7º O regulamento do poder concedente disporá sobre os prazos para envio das informações de que tratam os § 5º e § 6º.

§ 7º As informações de que trata o § 6º, quando apresentadas, serão avaliadas e consideradas na tarifa do concessionário a partir da revisão periódica, não havendo recomposição tarifária quanto ao período em que não foram consideradas. ([Redação dada pela Medida Provisória nº 591, de 2012](#))

§ 8º O regulamento do poder concedente disporá sobre os prazos para envio das informações de que tratam os § 6º e § 7º. ([Incluído pela Medida Provisória nº 591, de 2012](#))

Art. 16. O regulamento do poder concedente disporá sobre as garantias exigidas das concessionárias beneficiárias das prorrogações de que trata esta Medida Provisória.

## CAPÍTULO V

### DOS ENCARGOS SETORIAIS

Art. 17. Fica a União autorizada a adquirir créditos que a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS detém contra a Itaipu Binacional.

Parágrafo único. Para a cobertura dos créditos de que trata o **caput**, a União poderá emitir, sob a forma de colocação direta, em favor da ELETROBRÁS, títulos da Dívida Pública Mobiliária Federal, cujas características serão definidas pelo Ministro de Estado da Fazenda, respeitada a equivalência econômica com o valor dos créditos.

Art. 18. Fica a União autorizada a destinar os créditos objeto do art. 17, e os créditos que possui diretamente junto à Itaipu Binacional, à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

Art. 19. Fica a União autorizada a celebrar contratos com a ELETROBRÁS, na qualidade de Agente Comercializador de Energia de Itaipu Binacional, nos termos do [art. 4º da Lei nº 5899, de 5 de julho de 1973](#), com a finalidade excluir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional, preservadas as atuais condições dos fluxos econômicos e financeiros da ELETROBRÁS.

Parágrafo único. Os pagamentos realizados pela ELETROBRÁS correspondentes à aquisição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional não serão alterados em função do disposto no **caput**, permanecendo integralmente respeitadas as condições previstas no Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, promulgado pelo Decreto Legislativo nº 23, de 30 de maio de 1973.

Art. 20. Ficam a Reserva Global de Reversão - RGR, de que trata o [art. 4º da Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971](#), e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata o [art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), autorizadas a contratar operações de crédito, com o objetivo de cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária.

§ 1º A RGR e a CDE poderão utilizar parte do seu fluxo de recebimento futuro para amortizar a operação de que trata o **caput**.

§ 2º A ANEEL considerará a parcela anual resultante da amortização da operação de que trata o **caput**, para efeito de cálculo das quotas anuais da CDE.

§ 3º As operações financeiras de que trata o **caput** poderão ter como garantia o fluxo futuro de recebimento da arrecadação da RGR e da CDE.

Art. 21. Ficam desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR:

I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir da publicação desta Medida Provisória; e

III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos desta Medida Provisória.

Art. 22. Os recursos da RGR poderão ser transferidos à CDE.

Art. 23. A [Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“[Art. 13](#). Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando o desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:

I - promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

II - garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;

III - prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;

IV - prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária;

V - promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no [§ 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998](#); e

VI - promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e gás natural.

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionárias, permissionárias e autorizadas, e dos créditos da União de que tratam os arts. 17 e 18 da Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012.

§ 2º O montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE calculadas pela ANEEL corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de que trata o § 1º.

§ 3º A quotas anuais da CDE deverão ser proporcionais às estipuladas em 2012 aos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

§ 4º O repasse da CDE a que se refere o inciso V do **caput** observará o limite de até cem por cento do valor do combustível ao seu correspondente produtor, incluído o valor do combustível secundário necessário para assegurar a operação da usina, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, a partir de 1º de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados, compensando-se os valores a serem recebidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas de que tratam os [§§ 1º e 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998](#), podendo a ANEEL ajustar o percentual do reembolso ao gerador, segundo critérios que considerem sua rentabilidade competitiva e preservem o atual nível de produção da indústria produtora do combustível.

§ 5º A CDE será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela ELETROBRÁS.

§ 6º Os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão - RGR e à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, para atender às finalidades dos incisos III e IV do **caput**.

§ 7º Os dispêndios para a finalidade de que trata o inciso V do **caput** serão custeados pela CDE até 2027.

[§ 10](#). A nenhuma das fontes eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, gás natural e carvão mineral nacional, poderão ser destinados anualmente recursos cujo valor total ultrapasse a 30% (trinta por cento) do recolhimento anual da CDE, condicionando-se o enquadramento de projetos e contratos à prévia verificação, junto à ELETROBRÁS, de disponibilidade de recursos.” (NR)

Art. 24. Fica extinto o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, de que trata o [§ 3º do art. 1º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993](#).

CAPÍTULO VI

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 25. A [Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º .....

[§ 16](#). A quantidade de energia a ser considerada para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados será limitada ao nível eficiente de perdas, conforme regulação da ANEEL.” (NR)

Art. 26. A [Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 10. ....

[§ 3º](#) O disposto neste artigo não se aplica à comercialização de energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional, pela Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear e à energia produzida pelas concessionárias de geração de energia hidrelétrica prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

.....” (NR)

Art. 27. A [Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º .....

.....

[XXI](#) - definir as tarifas das concessionárias de geração hidrelétrica que comercializarem energia no regime de cotas de que trata a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

Parágrafo único. ....” (NR)

“Art. 15. ....

[II](#) - no contrato que prorrogue a concessão existente, nas hipóteses admitidas na legislação vigente;

.....” (NR)

“Art. 26. ....

[§ 5º](#) O aproveitamento referido nos incisos I e VI do **caput** deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 (quinhentos) kW, observados os prazos de carência constantes dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da ANEEL, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.

.....” (NR)

Art. 28. A [Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º .....

§ 2º .....

II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, início de entrega no ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de no mínimo um e no máximo quinze anos;

§ 3º .....

§ 8º .....

II - .....

e) empreendimentos de geração cuja concessão foi prorrogada ou licitada nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

....." (NR)

Art. 29. Ficam revogados:

I - o [art. 8º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993](#);

II - os [§ 8º e § 9º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#); e

III - o [art. 13 da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009](#).

Art. 30. Esta Medida Provisória entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 11 de setembro de 2012; 191ª da Independência e 124ª da República.

DILMA ROUSSEFF

*Guido Mantega*

*Edison Lobão*

*Luís Inácio Lucena Adams*

Este texto não substitui o publicado no DOU de 12.9.2012

## ANEXO 2. Lei Nº. 12.783



**Presidência da República  
Casa Civil  
Subchefia para Assuntos Jurídicos**

**LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013.**

[Regulamento](#)

[Mensagem de veto](#)

[Conversão da Medida Provisória nº 579, de 2012](#)

[\(Vide Medida Provisória nº 615, de 2013\)](#)

Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências.

**A PRESIDENTA DA REPÚBLICA** Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DO REGIME DE COTAS

Art. 1º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo [art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente;

III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel;

IV - (VETADO);

V - (VETADO).

§ 2º A distribuição das cotas de que trata o inciso II do § 1º e respectiva remuneração obedecerão a critérios previstos em regulamento, devendo buscar o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN.

§ 3º As cotas de que trata o inciso II do § 1º serão revisadas periodicamente e a respectiva alocação às concessionárias e permissionárias de distribuição será formalizada mediante a celebração de contratos, conforme regulamento do poder concedente.

§ 4º Os contratos de concessão e de cotas definirão as responsabilidades das partes e a alocação dos riscos decorrentes de sua atividade.

§ 5º Nas prorrogações de que trata este artigo, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.

§ 6º Caberá à Aneel disciplinar a realização de investimentos que serão considerados nas tarifas, com vistas a manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas, conforme regulamento do poder concedente.

§ 7º O disposto neste artigo aplica-se às concessões de geração de energia hidrelétrica que, nos termos do [art. 19 da Lei no 9.074, de 1995](#), foram ou não prorrogadas, ou que estejam com pedido de prorrogação em tramitação.

§ 8º O disposto nesta Lei também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o disposto no art. 2º.

§ 9º Vencido o prazo das concessões de geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a 1 MW (um megawatt), aplica-se o disposto no [art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995](#).

§ 10. Excepcionalmente, parcela da garantia física vinculada ao atendimento dos contratos de fornecimento alcançados pelo [art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009](#), não será destinada à alocação de cotas de garantia física de energia e de potência de que trata o inciso II do § 1º, visando à equiparação com a redução média de tarifas das concessionárias de distribuição do SIN.

§ 11. Na equiparação de que trata o § 10, deverá ser considerada a redução de encargos de que tratam os arts. 21, 23 e 24 desta Lei, de pagamento pelo uso do sistema de transmissão, e aquela decorrente da contratação de energia remunerada pela tarifa inicial de geração de que trata o art. 13 desta Lei.

§ 12. Caberá à Aneel a definição do procedimento de que tratam os §§ 10 e 11, conforme regulamento do poder concedente.

Art. 2º As concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à autoprodução, cuja potência da usina seja igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos.

§ 1º O disposto no art. 1º não se aplica às prorrogações de que trata o caput.

§ 2º Todo o excedente de energia elétrica não consumida pelas unidades consumidoras do titular da concessão de autoprodução será liquidado no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD.

§ 3º A receita auferida pela liquidação de que trata o § 2º poderá ser utilizada pelo autoprodutor no fomento a projetos de eficiência energética em suas instalações de consumo, durante todo o período da concessão.

§ 4º O disposto neste artigo também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à autoprodução, independentemente da potência, desde que não interligadas ao SIN.

§ 5º A prorrogação de que trata este artigo será feita a título oneroso, sendo o pagamento pelo uso do bem público revertido em favor da modicidade tarifária, conforme regulamento do poder concedente.

Art. 3º Caberá à Aneel, conforme regulamento do poder concedente, instituir mecanismo para compensar as variações no nível de contratação das concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, decorrentes da alocação de cotas a que se refere o inciso II do § 1º do art. 1º.

Parágrafo único. Ocorrendo excedente no montante de energia contratada pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, haverá a cessão compulsória de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, cujo suprimento já se tenha iniciado ou venha a se iniciar até o ano para o qual a cota foi definida, para a concessionária e permissionária de distribuição que tenha redução no montante de energia contratada.

Art. 4º O poder concedente poderá autorizar, conforme regulamento, a ampliação de usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos desta Lei, observado o princípio da modicidade tarifária.

§ 1º A garantia física de energia e potência da ampliação de que trata o caput será distribuída em cotas, observado o disposto no inciso II do § 1º do art. 1º.

§ 2º Os investimentos realizados para a ampliação de que trata o caput serão considerados nos processos tarifários.

Art. 5º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia termelétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 20 (vinte) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a segurança do sistema.

§ 1º A prorrogação de que trata o caput deverá ser requerida pela concessionária com antecedência mínima de 24 (vinte e quatro) meses do termo final do respectivo contrato de concessão ou ato de outorga.

§ 2º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, a concessionária deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até 90 (noventa) dias contado da convocação.

§ 3º O descumprimento do prazo de que trata o § 2º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 4º A critério do poder concedente, as concessões de geração prorrogadas nos termos deste artigo poderão ser diretamente contratadas como energia de reserva.

## CAPÍTULO II

### DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo [§ 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

Parágrafo único. A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

- I - receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e
- II - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Art. 7º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo [art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995](#), poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

Parágrafo único. A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

## CAPÍTULO III

### DA LICITAÇÃO

Art. 8º As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta Lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos.

§ 1º A licitação de que trata o caput poderá ser realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.

§ 2º O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 3º Aplica-se o disposto nos §§ 1º ao 6º do art. 1º às outorgas decorrentes de licitações de empreendimentos de geração de que trata o caput, o disposto no parágrafo único do art. 6º, às concessões de transmissão, e o disposto no art. 7º, às concessões de distribuição.

§ 4º Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre as indenizações a que se referem o § 2º. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 612, de 2013\)](#)

§ 4º Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre as indenizações a que se referem o § 2º. [\(Incluído pela Lei nº 12.844, de 2013\)](#)

§ 5º [\(VETADO\)](#). [\(Incluído pela Lei nº 12.844, de 2013\)](#)

Art. 9º Não havendo a prorrogação do prazo de concessão e com vistas a garantir a continuidade da prestação do serviço, o titular poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas por esta Lei.

§ 1º Caso não haja interesse do concessionário na continuidade da prestação do serviço nas condições estabelecidas nesta Lei, o serviço será explorado por meio de órgão ou entidade da administração pública federal, até que seja concluído o processo licitatório de que trata o art. 8º.

§ 2º Com a finalidade de assegurar a continuidade do serviço, o órgão ou entidade de que trata o § 1º fica autorizado a realizar a contratação temporária de pessoal imprescindível à prestação do serviço público de energia elétrica, até a contratação de novo concessionário.

§ 3º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá receber recursos financeiros para assegurar a continuidade e a prestação adequada do serviço público de energia elétrica.

§ 4º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá aplicar os resultados homologados das revisões e reajustes tarifários, bem como contratar e receber recursos de Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Reserva Global de Reversão - RGR, nos termos definidos pela Aneel.

§ 5º As obrigações contraídas pelo órgão ou entidade de que trata o § 1º na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação.

§ 6º O poder concedente poderá definir remuneração adequada ao órgão ou entidade de que trata o § 1º, em razão das atividades exercidas no período da prestação temporária do serviço público de energia elétrica.

Art. 10. O órgão ou entidade responsável pela prestação temporária do serviço público de energia elétrica deverá:

- I - manter registros contábeis próprios relativos à prestação do serviço; e
- II - prestar contas à Aneel e efetuar acertos de contas com o poder concedente.

#### CAPÍTULO IV

#### DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 11. As prorrogações referidas nesta Lei deverão ser requeridas pelo concessionário, com antecedência mínima de 60 (sessenta) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º.

§ 1º Nos casos em que o prazo remanescente da concessão for inferior a 60 (sessenta) meses da publicação da [Medida Provisória nº 579, de 2012](#), o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 30 (trinta) dias da data do início de sua vigência.

§ 2º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo no prazo de até 30 (trinta) dias contados da convocação.

§ 3º O descumprimento do prazo de que trata o § 2º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 4º O contrato de concessão ou o termo aditivo conterão cláusula de renúncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem o disposto nesta Lei.

Art. 12. O poder concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 (sessenta) meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga.

§ 1º A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação, o concessionário deverá assinar o contrato de concessão ou o termo aditivo, que contemplará as condições previstas nesta Lei, no prazo de até 30 (trinta) dias contados da convocação.

§ 2º O descumprimento do prazo de que trata o § 1º implicará a impossibilidade da prorrogação da concessão, a qualquer tempo.

§ 3º O concessionário de geração deverá promover redução nos montantes contratados dos CCEARs de energia existente vigentes, conforme regulamento.

Art. 13. Na antecipação dos efeitos da prorrogação de que trata o art. 12, o poder concedente definirá, conforme regulamento, a tarifa ou receita inicial para os concessionários de geração, transmissão e distribuição.

§ 1º A Aneel realizará revisão extraordinária das tarifas de uso dos sistemas de transmissão para contemplar a receita a que se refere o caput.

§ 2º A Aneel procederá à revisão tarifária extraordinária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão, para contemplar as tarifas a que se refere este artigo.

Art. 14. Os prazos das concessões prorrogadas nos termos desta Lei serão contados:

I - a partir do 1º (primeiro) dia subsequente ao termo do prazo de concessão; ou

II - a partir do 1º (primeiro) dia do mês subsequente ao da assinatura do contrato de concessão ou termo aditivo, no caso de antecipação dos efeitos da prorrogação.

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Lei deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

§ 1º O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para a finalidade de que trata o caput ou para fins de indenização, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 2º Fica o poder concedente autorizado a pagar, na forma de regulamento, para as concessionárias que optarem pela prorrogação prevista nesta Lei, nas concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo [§ 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995](#), o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel.

§ 3º O valor de que trata o § 2º será atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária pelo prazo de 30 (trinta) anos, conforme regulamento.

§ 4º A critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a Reserva Global de Reversão - RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados.

§ 5º As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei, levarão em consideração, dentre outros, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

§ 6º As informações necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das concessões prorrogadas nos termos desta Lei, que não forem apresentadas pelos concessionários, não serão consideradas na tarifa ou receita inicial, ou para fins de indenização.

§ 7º As informações de que trata o § 6º, quando apresentadas, serão avaliadas e consideradas na tarifa do concessionário a partir da revisão periódica, não havendo recomposição tarifária quanto ao período em que não foram consideradas.

§ 8º O regulamento do poder concedente disporá sobre os prazos para envio das informações de que tratam os §§ 6º e 7º.

§ 9º Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre as indenizações a que se referem os §§ 1º e 2º. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 612, de 2013\)](#)

§ 9º Ficam reduzidas a 0 (zero) as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre as indenizações a que se referem os §§ 1º e 2º. [\(Incluído pela Lei nº 12.844, de 2013\)](#)

Art. 16. O regulamento do poder concedente disporá sobre as garantias exigidas das concessionárias beneficiárias das prorrogações de que trata esta Lei.

## CAPÍTULO V

### DOS ENCARGOS SETORIAIS

Art. 17. Fica a União autorizada a adquirir créditos que a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS detém contra a Itaipu Binacional.

Parágrafo único. Para a cobertura dos créditos de que trata o caput, a União poderá emitir, sob a forma de colocação direta, em favor da Eletrobras, títulos da Dívida Pública Mobiliária Federal, cujas características serão definidas pelo Ministro de Estado da Fazenda, respeitada a equivalência econômica com o valor dos créditos.

Art. 18. Fica a União autorizada a destinar os créditos objeto do art. 17 e os créditos que possui diretamente na Itaipu Binacional à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

Art. 19. Fica a União autorizada a celebrar contratos com a Eletrobras, na qualidade de Agente Comercializador de Energia de Itaipu Binacional, nos termos do [art. 4º da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973](#), com a finalidade de excluir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional, preservadas as atuais condições dos fluxos econômicos e financeiros da Eletrobras.

Parágrafo único. Os pagamentos realizados pela Eletrobras correspondentes à aquisição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional não serão alterados em função do disposto no caput, permanecendo integralmente respeitadas as condições previstas no Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo da República do Paraguai, promulgado pelo Decreto Legislativo nº 23, de 30 de maio de 1973.

Art. 20. Ficam a Reserva Global de Reversão - RGR, de que trata o [art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971](#), e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata o [art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), autorizadas a contratar operações de crédito, com o objetivo de cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária.

§ 1º A RGR e a CDE poderão utilizar parte do seu fluxo de recebimento futuro para amortizar a operação de que trata o caput.

§ 2º A Aneel considerará a parcela anual resultante da amortização da operação de que trata o caput, para efeito de cálculo das quotas anuais da CDE.

§ 3º As operações financeiras de que trata o caput poderão ter como garantia o fluxo futuro de recebimento da arrecadação da RGR e da CDE.

Art. 21. Ficam desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR:

I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e

III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei.

Art. 22. Os recursos da RGR poderão ser transferidos à CDE.

Art. 23. A [Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

“[Art. 13.](#) Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:

I - promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

a) (revogada);

b) (revogada);

II - garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;

III - prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;

IV - prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária;

V - promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e

VI - promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural.

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela Aneel a concessionárias, permissionárias e autorizadas, e dos créditos da União de que tratam os arts. 17 e 18 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

§ 2º O montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE calculadas pela Aneel corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de que trata o § 1º.

§ 3º As quotas anuais da CDE deverão ser proporcionais às estipuladas em 2012 aos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

§ 4º O repasse da CDE a que se refere o inciso V do caput observará o limite de até 100% (cem por cento) do valor do combustível ao seu correspondente produtor, incluído o valor do combustível secundário necessário para assegurar a operação da usina, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, a partir de 1º de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados, compensando-se os valores a serem recebidos a título da

sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998, podendo a Aneel ajustar o percentual do reembolso ao gerador, segundo critérios que considerem sua rentabilidade competitiva e preservem o atual nível de produção da indústria produtora do combustível.

§ 5º A CDE será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela Eletrobras.

§ 6º Os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão - RGR e à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, para atender às finalidades dos incisos III e IV do caput.

§ 7º Os dispêndios para a finalidade de que trata o inciso V do caput serão custeados pela CDE até 2027.

§ 8º (Revogado).

§ 9º (Revogado).

[§ 10.](#) A nenhuma das fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional poderão ser destinados anualmente recursos cujo valor total ultrapasse 30% (trinta por cento) do recolhimento anual da CDE, condicionando-se o enquadramento de projetos e contratos à prévia verificação, na Eletrobras, de disponibilidade de recursos.

§ 11. Os recursos da CDE poderão ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica." (NR)

Art. 24. Fica extinto o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, de que trata o [§ 3º do art. 1º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993](#).

## CAPÍTULO VI

### DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 25. Os consumidores enquadrados nos [arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), e aqueles alcançados pelo disposto no [§ 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#), poderão ceder, a preços livremente negociados, montantes de energia elétrica e de potência que sejam objeto de contratos de compra e venda registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme diretrizes e condicionantes do Ministério de Minas e Energia e regulamentação da Aneel.

Parágrafo único. A cessão de que trata o caput deste artigo não alterará os direitos e obrigações estabelecidos entre os vendedores e os compradores nos contratos originais de compra e venda de energia.

Art. 26. Ficam convalidados todos os atos praticados na vigência da [Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012](#).

Art. 26-A. As reduções de que tratam o § 4º do art. 8º e § 9º do art. 15 serão aplicadas às indenizações cujas obrigações de pagamento sejam assumidas pelo poder concedente em até cinco anos após a data de publicação desta Lei, alcançadas, inclusive, as parcelas dessas indenizações pagas depois do prazo. [\(Incluído pela Medida Provisória nº 612, de 2013\) \(Produção de efeito\)](#)

Art. 26-A. As reduções de que tratam o § 4º do art. 8º e § 9º do art. 15 desta Lei, constantes dos [arts. 21 da Medida Provisória nº 612, de 4 de abril de 2013](#), serão aplicadas às indenizações cujas obrigações de pagamento sejam assumidas pelo poder concedente em até 5 (cinco) anos após a data de publicação desta Lei, alcançadas, inclusive, as parcelas dessas indenizações pagas depois do prazo. [\(Incluído pela Lei nº 12.844, de 2013\) \(Produção de efeito\)](#)

Art. 27. A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, passa a vigorar com a seguinte alteração:

“Art. 3º .....

[§ 16.](#) A quantidade de energia a ser considerada para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados será limitada ao nível eficiente de perdas, conforme regulação da Aneel." (NR)

Art. 28. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 10. ....”

§ 3º O disposto neste artigo não se aplica à comercialização de energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional e pela Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR e à energia produzida pelas concessionárias de geração de energia hidrelétrica prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

.....” (NR)

Art. 29. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º .....”

XXI - definir as tarifas das concessionárias de geração hidrelétrica que comercializarem energia no regime de cotas de que trata a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

.....” (NR)

“Art. 12. ....”

§ 1º A taxa de fiscalização, equivalente a 0,4% (quatro décimos por cento) do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado, será determinada pelas seguintes fórmulas:

$$I - \text{TFg} = P \times \text{Gu}$$

onde:

TFg = taxa de fiscalização da concessão de geração;

P = potência instalada para o serviço de geração;

Gu = 0,4% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de geração;

$$II - \text{TFt} = P \times \text{Tu}$$

onde:

TFt = taxa de fiscalização da concessão de transmissão;

P = potência instalada para o serviço de transmissão;

Tu = 0,4% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de transmissão;

$$III - \text{TFd} = [\text{Ed} / (\text{FC} \times 8,76)] \times \text{Du}$$

onde:

TFd = taxa de fiscalização da concessão de distribuição;

Ed = energia anual faturada com o serviço concedido de distribuição, em megawatt/hora;

FC = fator de carga médio anual das instalações de distribuição, vinculadas ao serviço concedido;

Du = 0,4% (quatro décimos por cento) do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de distribuição.

§ 4º (VETADO).” (NR)

“Art. 15. ....

II - no contrato que prorrogue a concessão existente, nas hipóteses admitidas na legislação vigente;

.....” (NR)

“Art. 26. ....

§ 5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW (mil kilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil kilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos kilowatts), observados os prazos de carência constantes dos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme regulamentação da Aneel, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.

.....” (NR)

Art. 30. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações, renumerando-se o parágrafo único do art. 18 para § 1º:

“Art. 2º .....

§ 2º .....

II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, início de entrega no ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de no mínimo um e no máximo 15 (quinze) anos;

§ 2º-A. Excepcionalmente, no ano de 2013, o início de entrega poder-se-á dar no ano da licitação, para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes.

§ 8º .....

II - .....

e) empreendimentos de geração cuja concessão foi prorrogada ou licitada nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

.....” (NR)

“Art. 18. ....

III - (VETADO).

§ 1º .....

§ 2º (VETADO).” (NR)

Art. 31. (VETADO).

Art. 32. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 33. Ficam revogados:

I - o art. 8º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993;

II - os [§§ 8º e 9º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#); e

III - o [art. 13 da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009](#).

Brasília, 11 de janeiro de 2013; 192º da Independência e 125º da República.

DILMA ROUSSEFF

*Nelson Henrique Barbosa Filho*

*Edison Lobão*

*Luís Inácio Lucena Adams*

Este texto não substitui o publicado no DOU de 14.1.2013

### ANEXO 3. Estrutura do Setor Elétrico

