



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS

**FGV Management
MBA do Setor Elétrico**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**OS RISCOS DA APLICAÇÃO DO MODELO DE PROJECT
FINANCE NA IMPLANTAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS NO BRASIL**

Elaborado por:

FRANCIELE BALBINOTTI

**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA do Setor Elétrico**

Prof. Orientador: Prof. Diogo Mac Cord

Prof. Fabiano Coelho

**Curitiba
Agosto/2014**

FRANCIELE BALBINOTTI

**OS RISCOS DA APLICAÇÃO DO MODELO DE *PROJECT FINANCE* NA
IMPLANTAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL
Uma análise sob a perspectiva de mitigação de riscos**

Prof. Diogo Mac Cord

Prof. Fabiano Coelho

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA no Setor Elétrico de Pós-Graduação lato sensu, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista no Setor Elétrico MBA-SE

Curitiba – PR
2014

O Trabalho de Conclusão de Curso

**OS RISCOS DA APLICAÇÃO DO MODELO DE PROJECT FINANCE NA
IMPLANTAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL**
Uma análise sob a perspectiva de mitigação de riscos

elaborado por Franciele Balbinotti e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do **título de Especialista no Setor Elétrico MBA-SE** Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Diogo Mac Cord

Professor orientador
Prof. Fabiano Coelho

*'Não há rosas sem espinhos', é um provérbio melancólico.
Digamos em vez disso: 'Não há espinhos sem rosas'.
Chiara Lubich*

*Dedico este estudo à minha família que acompanhou os dias e as noites dedicados.
Aos amigos que compreenderam minha ausência para a dedicação ao estudo.
A todos que de maneira especial contribuíram para a manutenção do meu equilíbrio
emocional e me apoiaram.*

DECLARAÇÃO

A Empresa Abranjo Geração de Energia S.A., representada neste documento pelo Sr. Valmor Alves, Diretor Presidente, autoriza a divulgação de informações e dados coletados em sua organização, na elaboração do Trabalho de Conclusão de Curso, intitulado:

OS RISCOS DA APLICAÇÃO DO MODELO DE PROJECT FINANCE NA IMPLANTAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL – Uma análise sob a perspectiva de mitigação de riscos, realizado pelo aluno Franciele Balbinotti, do Curso MBA do Setor Elétrico do programa FGV Management, com objetivos de publicação e / ou divulgação em veículos acadêmicos.

Curitiba, 20 de agosto de 2014.

Valmor Alves
Diretor Presidente
Abranjo Geração de Energia S.A.

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Franciele Balbinotti, abaixo-assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada Isae Curitiba, no período de 19 de outubro de 2012 a 01 de junho de 2014, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: OS RISCOS DA APLICAÇÃO DO MODELO DE PROJECT FINANCE NA IMPLANTAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL – Uma análise sob a perspectiva de mitigação de riscos é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 20 de agosto de 2014.

Franciele Balbinotti

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	11
2	O <i>PROJECT FINANCE</i> COMO FORMA DE FINANCIAMENTO	13
2.1	Perspectiva Histórica.....	13
2.2	<i>Project Finance</i> – Conceito e Características	14
2.3	As diferenças em relação ao Corporate Finance	17
2.4	As vantagens e as desvantagens	21
2.5	Os Agentes Envolvidos	24
2.6	As Garantias	26
2.7	O Papel do BNDES.....	30
2.8	Os Riscos Inerentes à Contratação e as Medidas Mitigadoras.....	32
2.8.1	Riscos de Conclusão da Obra	33
2.8.2	Riscos de Mercado	34
2.8.3	Riscos Sociais e Institucionais.....	35
2.8.4	Riscos de Caso Fortuito e Força Maior	36
3	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	36
3.1	A inserção da Energia Elétrica no Brasil	37
3.2	A Reestruturação do Setor Elétrico – RESEB e as PCHs.....	43
3.3	A Estrutura do Setor Elétrico Atual.....	46
3.4	As Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs	48
4	APLICAÇÃO DO <i>PROJECT FINANCE</i> NA IMPLANTAÇÃO DE PCHS	54
4.1	A Estrutura Contratual.....	55
4.2	As Garantias Inerentes à Implantação	57
4.3	Matriz de Riscos.....	58
5	ESTUDO DE CASO – Abranjo Geração De Energia S/A	60
5.1	O Projeto	60
5.2	A Estrutura Societária	63
5.3	Principais Contratos do Projeto.....	63
5.4	A Estrutura de Garantias.....	64

5.5	Os Principais Riscos e Medidas Mitigadoras	65
5.5.1	Risco Regulatório	66
5.5.2	Riscos de Construção.....	68
5.5.3	Riscos Ambientais e Políticos.....	69
6	CONCLUSÃO.....	71
7	Bibliografia.....	73

RESUMO

O presente estudo analisa os riscos da aplicação do *Project Finance* na implantação de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs no Brasil sob uma perspectiva de análise das medidas mitigatórias para cada risco ao qual o empreendedor se expõe. Para a compreensão dos pontos analisados, é apresentado o contexto em que o *Project Finance* foi inserido no Brasil, de forma a contextualizar com as fases regulatórias do Setor Elétrico e entender as características e estrutura desta modalidade financeira. Além disso, importante entender o contexto da inclusão das PCHs na matriz energética brasileira, e as etapas para a obtenção da outorga de autorização. Com estes conhecimentos prévios é possível identificar os pontos de maior risco do empreendedor, bem como as medidas e garantias disponíveis para sua mitigação.

Palavras-chave: *Project Finance*, PCH, garantias, risco, setor elétrico, autorização, mitigação, agentes, BNDES, ANEEL.

1 INTRODUÇÃO

A análise dos riscos na aplicação da modalidade financeira na estrutura de *Project Finance* para a implantação de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs no Brasil é de grande importância, frente à complexidade desta estrutura e o objetivo principal de sucesso do projeto, com a geração dos fluxos de caixa desejados.

Para o bom entendimento dos riscos que permeiam a implantação de um projeto, é necessário em uma primeira análise entender o instituto do *Project Finance*, a forma como sua utilização foi inserida no contexto mundial e brasileiro, bem como as suas características.

Desta análise, apenas para fins comparativos serão avaliados os pontos de diferença entre o *Project Finance* e o *corporate finance*, a fim de visualizar os motivos pelos quais o empreendedor opta por financiar seus projetos na modalidade financeira *Project Finance*.

É preciso conhecer quais são os agentes envolvidos em uma operação de *Project Finance*, as garantias solicitadas e necessárias, bem como o papel desempenhado pelo BNDES nas contratações.

Tendo conhecimento destes conceitos e características preliminares torna-se possível conhecer todos os riscos inerentes à implantação de projetos de infraestrutura, que demandarão do investidor um minucioso trabalho de identificação de cada risco inerente ao seu negócio e quais as medidas possíveis para mitigar estes riscos e garantir o sucesso do projeto.

Para adentrar ao tema específico do presente estudo, importante localizar a exploração de potenciais hidráulicos, na modalidade de produção independente com característica de PCH – Pequena Central Hidrelétrica dentro da trajetória do Setor Elétrico Brasileiro, com o decorrer dos anos e mudanças legislativas ocorridas.

Importante também compreender as fases pelas quais um potencial hidráulico passa até a obtenção da outorga de autorização pelo Poder Concedente,

as estruturas contratuais necessárias desde sua construção até a entrada em operação.

Com estas análises e conhecendo de todas estas variáveis é possível traçar uma matriz de identificação dos principais riscos atinentes à atividade de exploração de PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas e as medidas necessárias para sua mitigação.

Com o trabalho de todos os conceitos e características conhecidos é possível verificar em caso prático os riscos da implantação de um projeto e as atitudes e medidas possíveis de serem utilizadas para sua mitigação.

2 O PROJECT FINANCE COMO FORMA DE FINANCIAMENTO

Em todo o mundo grandes empreendimentos têm recorrido à estruturação financeira denominada de *Project Finance*, não só considerado como uma evolução na forma de financiar empreendimentos, mas um instrumento no qual o investidor pode escolher a parcela de risco a se expor em um investimento.

2.1 Perspectiva Histórica

A lógica da contratação e estrutura do *project finance* se iniciou há muitos anos com práticas verificadas na história do mundo.

O exemplo disso, na época do mercantilismo, os banqueiros florentinos, venezianos e outros financiavam os mercadores em viagens para o Mediterrâneo para a venda de mercadorias, e realizavam a partilha do risco e do retorno da atividade. Foi também o ocorrido na descoberta do Brasil, quando o rei de Portugal, juntamente com mercadores e banqueiros da Europa financiaram as expedições de descobrimento e partilharam riscos e ganhos com o capitão e sua tripulação¹.

Concretamente foi na década de 70 o surgimento estruturado do *project finance* a nível mundial, dada a alta da inflação e a demanda de altos recursos – e superiores à disponibilidade dos empreendedores – pelos grandes projetos, financiados com fundos providos por bancos comerciais².

O autor José Eduardo Manassero, em sua contribuição à obra *Project Finance no Brasil* de Cláudio A. BONOMI e Oscar MALVESSI³, destaca que nesta década no Reino Unido o *Project Finance* surgiu em virtude da expansão de suas plataformas continentais de exploração de petróleo e gás. Os altos investimentos

¹ BONOMI, Claudio Augusto; MALVESSI, Oscar. *Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudos de Casos*. 3. ed. Rio de Janeiro: Atlas, 2008, p. 51

² BORGES, Luiz Ferreira Xavier. *Project Finance e Infra-estrutura: descrição e críticas*. Revista do BNDES, n.09, v.5, jun. 1998., p. 2

³ BONOMI, MALVESSI, Idem.

necessários e o risco da prospecção do petróleo e gás fizeram os investidores buscarem alternativas para dividir este o risco.

Na década de 80 o mundo viveu uma época de inflação baixa, preços de energia em baixa, tendo a banca privada e iniciativas do setor privado no controle, com captação de fundos por companhias seguradoras, fundos de pensão e investidores institucionais. No Brasil a década de 80 foi marcada pela crise iniciada com a quebra financeira e operacional do setor público⁴.

A partir da década de 90 houve a introdução do *project finance* no Brasil, com o processo de privatização e diante da necessidade de novas fontes para investimentos pela iniciativa privada nos setores de infraestrutura.

Sobre o assunto BORGES e FARIA⁵ destacam: “Para tanto, o *project finance* apresentou-se como uma alternativa ao financiamento para os projetos de infraestrutura, anteriormente de domínio estatal (quando não tinham necessidade de oferecer garantias aos entes financeiros públicos)”.

A estratégia de expansão e financiamento dos investimentos em infraestrutura, como é o caso da energia elétrica, com recursos de terceiros e baseado em ativos e receitas do investimento reduz a exposição do investidor à sua participação no projeto, dado o compartilhamento dos riscos.

2.2 *Project Finance* – Conceito e Características

O *Project Finance* ou financiamento relacionado ao projeto é uma forma de engenharia financeira suportada contratualmente pelo fluxo de caixa de um projeto, tendo como garantia os ativos e recebíveis desse mesmo projeto. Este é o conceito que o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social apresenta ao descrever o *Project Finance*⁶.

⁴ BORGES, Idem.

⁵ BORGES, Luiz Ferreira Xavier; FARIA, Viviana Cardoso de Sá e. *Project Finance: Considerações sobre a*

Aplicação em Infra-Estrutura no Brasil. revista BNDES, p. 247.

⁶

Fonte:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/Project

As características do *Project Finance* permitem conceitua-lo como uma forma de captação de recursos para financiamento e desenvolvimento de projetos, baseada na capacidade do projeto gerar fluxo de caixa futuro, tendo como garantia os ativos do próprio projeto e os recebíveis ao longo de sua execução, de forma a permitir que os riscos sejam identificados e compartilhados/mitigados com os investidores/patrocinadores do projeto.

Interessante diferenciar *project finance* de financiamento de projetos, pois as expressões não têm o mesmo significado. Sobre o assunto, AZEREDO explica que o *project finance* consiste em uma modalidade específica de financiamento de projetos, e por outro lado o financiamento de projetos abrange não só o *project finance*, mas outras opções como a utilização de recursos próprios, empréstimos corporativos, emissão de títulos com garantias corporativas ou a securitização de recebíveis, por exemplo.⁷

Neste sentido, BORGES⁸ define *Project Finance* como “uma forma de engenharia/colaboração financeira sustentada contratualmente pelo fluxo de caixa de um projeto, servindo como garantia à referida colaboração os ativos desse projeto a serem adquiridos e os valores recebíveis ao longo do projeto”.

A colaboração financeira estruturada sob a forma de *project finance* é caracterizada pela criação de uma Sociedade de Propósito Específico – SPE, com a finalidade de implantar o projeto financiado, segregar os fluxos de caixa, patrimônio e riscos do projeto.

A SPE é formada por diversos grupos interessados no projeto, com a distribuição de competências, e segundo BORGES⁹, tem como único objetivo servir como instrumento de fluxo de caixa de um projeto de investimento ou de captação, de forma a securitizar seus recebíveis e segregar o risco da sociedade originadora.

Finance/

⁷ AZEREDO, Andrea Rangel de. Financiamento de Longo Prazo no Brasil: Project Finance como Alternativa para a Infra-estrutura. 1999. 150 fls. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração, p. 26.

⁸ BORGES, Luiz Ferreira Xavier. Project Finance e Infra-estrutura: descrição e críticas. Revista do BNDES, n.09, v.5, p. 01

⁹ BORGES, Luiz Ferreira Xavier. Covenants: instrumento de garantia em Project Finance. Revista do BNDES, n.11, v.6, p. 11

Isso porque a presença de mais de um investidor possibilita o compartilhamento e alocação de riscos entre as partes envolvidas, bem como a definição do apetite a risco do interessado.

Com isso, como bem destacam RIBEIRO e PEREIRA¹⁰, o *project finance* se diferencia de outras formas de financiamento, considerando a possibilidade de o projeto ser financiado por muitas empresas e não somente por um investidor.

Os autores destacam ainda o fato da constituição de uma empresa raiz para financiar o projeto não possibilitar a apresentação de garantias reais para as entidades financiadoras, pois a sociedade não possui ativos relevantes, de forma que a única garantia possível de ser apresentada são os fluxos de caixa esperados.

Sobre o compartilhamento de riscos operacionais e financeiros entre as partes interessadas, Silvana dos SANTOS¹¹ destaca fato relevante para o estudo em análise:

“O compartilhamento de riscos é vantajoso quando os riscos econômicos, técnicos, ambientais ou decorrentes de regulamentação são de tal magnitude que seria impraticável ou imprudente que uma só parte os assumisse. Esse compartilhamento de riscos múltiplos é especialmente atraente para projetos de infraestrutura como de geração de energia elétrica.”

Os fluxos de caixa esperados do projeto devem ser suficientes para cobrir os financiamentos, e não se confundem com os ativos dos patrocinadores dos projetos, de forma a caracterizar a separação dos investimentos.

Sobre a importância de uma boa previsibilidade de fluxo de caixa RIBEIRO e PEREIRA¹² destacam: “A chave para o Project Finance está na previsão dos fluxos de caixa, ou seja, a possibilidade de estimar os fluxos de caixa com um nível aceitável de incerteza permitindo a alocação de riscos entre as várias partes interessadas”.

¹⁰ RIBEIRO, Sónia Patrícia dos Santos; PEREIRA, Adalmiro Andrade. Project Finance. Instituto Politécnico do Porto. Instituto Superior de Contabilidade e Administração do Porto, p. 94

¹¹ Idem.

¹² Idem.

Além disso, os contratos são baseados em uma análise dos riscos inerentes ao projeto para prever qualquer alteração no fluxo de caixa do projeto, e estabelecer mecanismos de minimização de riscos mediante obrigações contratuais como a vinculação das receitas futuras do projeto.

Em sua tese de mestrado, Blank, F. cita Yescombe¹³ sobre a exigência de um minucioso processo de levantamento, avaliação e mitigação de riscos demandada pela estrutura do *project finance* e compara a modalidade com o financiamento corporativo:

“O Project Finance exige um minucioso processo de levantamento, avaliação, e mitigação dos riscos, demandando uma estrutura contratual elaborada. Torna-se uma forma mais complexa, demorada e, normalmente, de maior custo do que o financiamento corporativo”.

Muito embora se apresente com maior custo, é possível ao investidor uma maior previsibilidade quanto ao retorno financeiro do projeto, pois os acionistas possuem maior controle sobre o retorno de seus investimentos.

Como característica da modalidade de financiamento coincidente com as do setor de infraestrutura, conforme citado por BORGES e FARIA¹⁴, está o porte elevado de investimento, o qual exigiria um alto grau de alavancagem dos investidores caso fosse aplicado o financiamento corporativo, e também o bom nível de previsibilidade sobre o fluxo de caixa e taxa de retorno, a exemplo do caso de monopólio natural, de forma a reduzir o risco mercadológico.

2.3 As diferenças em relação ao *Corporate Finance*

As características do *Corporate Finance* ou financiamento corporativo permitem conceitua-lo como o levantamento de recursos para determinada empresa no qual os provedores do crédito se baseiam na força financeira do acionista, no fluxo gerado pelo conjunto de todos os seus ativos.

¹³ BLANK, F. Teoria de opções reais em *project finance* e parceria público-privada: Uma aplicação em concessões rodoviárias. Tese de Mestrado em Engenharia Industrial - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p.26

¹⁴ BORGES e FARIA, *ibidem*, p. 248

Para fins de estabelecimento das diferenças entre os institutos, serão considerados os conceitos de FINNERTY¹⁵ sob os aspectos de (i) organização, (ii) controle e monitoramento, (iii) alocação do risco; (iv) flexibilidade financeira; (v) fluxo de caixa líquido; (vi) custo de agenciamento; (vii) estruturas dos contratos de dívida; (viii) capacidade de endividamento; e (ix) insolvência.

No que diz respeito à organização (i), quando se trata de financiamento corporativo em geral as grandes empresas se organizam de forma corporativa, levam vários empreendimentos econômicos na exploração do seu serviço, e como consequência diferentes fluxos de caixa de diferentes projetos podem se misturar.

No *Project Finance* a organização ocorre mediante a constituição de uma sociedade em parceria de investidores, e os ativos e fluxos de caixa se relacionam ao projeto, em separado das demais atividades do acionista.

Quanto ao controle e monitoramento (ii), no *corporate finance* o controle está principalmente na gerência, monitorado pelo Conselho de Administração, tendo os sócios administradores amplos direitos de gestão e responsabilidade residual. Os investidores efetuam a monitoração direta limitada da sociedade.

No *project finance* a gerência exerce o controle, mas com compartilhamento de decisões entre os acionistas, e o monitoramento ocorre em maior intensidade consideradas as condições contratuais e compromissos decorrentes dos investimentos em dívida e patrimônio.

A alocação de riscos (iii) no caso do *corporate finance* é diversificada entre os ativos da carteira da empresa, tendo direito de regresso junto aos acionistas do projeto, possibilitada a transferência riscos a terceiros por contratos de seguros e atividades de *hedging*.

A estrutura do *project finance* o risco assumido pelos sócios são conhecidos e alocados entre as partes de acordo com o apetite de cada investidor; os credores tem o direito de regresso limitado junto aos acionistas, e as condições contratuais redistribuem os riscos do projeto.

¹⁵ FINNERTY, John D. *Project Finance: engenharia financeira baseada em ativos*. Rio de Janeiro, Qualitymark Editora, 1999, p 24-25.

Sobre este aspecto, BORGES e FARIA explicam:

No *project finance*, deve haver um limite claro de risco a ser assumido pelos sócios e a exposição financeira dos credores é específica para cada projeto. As condições contratuais redistribuem riscos relacionados ao projeto entre as partes que melhor possam assumi-los (fornecedores, construtores, operadores etc.). O *project finance* pressupõe alguma medida de compartilhamento das decisões entre os tomadores de risco¹⁶.

A flexibilidade financeira (iv) é maior no financiamento corporativo, de fácil estruturação, e os recursos gerados internamente podem ser utilizados para financiar mais de um projeto e o pagamento da dívida pode provir de mais de uma fonte de recursos.

O financiamento corporativo é utilizado a critério da empresa, podendo esta destinar o recurso como quiser, e o financiador não visualiza a forma de pagamento da dívida. Neste sentido Sérgio BEIKERMAN¹⁷ destaca: “Em um financiamento corporativo, o agente financiador não sabe onde serão investidos os recursos financiados e de onde proverão os recursos que irão repagar essa dívida”.

Neste quesito, o *Project Finance* se torna uma estrutura mais complexa em volume de informações, contratos e custos de transação, a estruturação dos arranjos financeiros demanda maior dedicação de tempo, e os fluxos de caixa gerados são destinados especificamente para o projeto.

O fluxo de caixa (v) no caso do *corporate finance* é livremente alocado entre os dividendos e reinvestimentos conforme bem entenderem os administradores. Os fluxos de caixa são mesclados entre si e utilizados de acordo com o estabelecido na política corporativa.

No *project finance* o arbítrio dos gerentes é limitado, pode ser que por contrato o fluxo de caixa líquido seja distribuído aos investidores de capital de empréstimo antes da divisão de dividendos, por exemplo.

Os custos de agenciamento (vi) ou *agency costs* correspondem aos valores dispendidos para ter uma pessoa ou empresa agenciando o financiamento. No

¹⁶ BORGES E FARIA, *ibidem*, p. 274-275

¹⁷ BEKEIERMAN, Sergio. O *project finance* como estrutura de investimento: Análise de caso de uma Pequena Central Hidrelétrica. 2008, 111 p. Graduação (Engenharia de Produção) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, p. 19.

financiamento corporativo os custos são mais elevados, pela dificuldade de os incentivos à gerência serem específicos ao projeto, de forma a expor os investidores do capital aos *agency costs* do fluxo de caixa líquido.

Os custos de agenciamento no *Project Finance* são mais baixos e os investidores estão menos expostos ao custo relacionado ao fluxo de caixa líquido, dada a possibilidade de atrelar os incentivos ao desempenho do projeto e a facilidade de monitoramento mais rigoroso por parte dos investidores.

Quanto às estruturas dos contratos de dívida (vii) enquanto no financiamento corporativo os credores tem como base toda a carteira de ativos do acionista para o serviço da dívida, no *Project Finance* os credores se baseiam nos ativos do projeto para o serviço da dívida, com os contratos elaborados de acordo com as características específicas do projeto.

Sobre a capacidade de endividamento (viii) no financiamento corporativo o financiamento da dívida usa parte da capacidade de endividamento do acionista, em geral, via a prestação de fiança. No *Project Finance* o suporte de crédito advindo de outras fontes pode ser canalizado para os empréstimos tomados pelo projeto, permite a expansão da capacidade de endividamento do acionista e proporciona maior alavancagem em comparação ao financiamento direto.

Em caso de insolvência (ix) no financiamento corporativo os credores tem o benefício de acesso a toda carteira de ativos do acionista, o chamado *full-recourse*, por instrumentos como a fiança e o aval, e quando um projeto passa por dificuldade pode ser coberto por outros lucrativos e financeiramente estáveis.

A estrutura de recuperação do crédito em caso de inadimplência no *Project Finance* é antecipada mediante arranjos de garantias contratuais, com as soluções previamente definidas e acordadas para o caso de insuficiência de recursos. Neste caso o projeto pode ser isolado caso o sócio se torne insolvente, o chamado *non-recourse*, e a oportunidade dos credores reaverem o principal e os encargos se tornam limitadas pela impossibilidade de pagar a dívida com recursos de outros projetos.

Há também um sistema intermediário entre os modelos *full recourse* e o *non recourse*, sistema misto de garantias que envolve o patrocinador e instrumentos de atenuação de riscos.

Muito embora haja esta diferença de classificação para até onde os credores podem recorrer em caso de insolvência, na prática brasileira se verifica a aplicação do benefício de acesso a toda carteira de ativos do acionista e da sociedade tanto no financiamento corporativo como no *Project Finance*.

Isso porque no caso de eventual inadimplência por parte da Sociedade de Propósito Específico – SPE constituída, há todo um sistema de garantias que não se limitam somente aos ativos da sociedade, mas também podem alcançar os demais ativos do acionista.

2.4 As vantagens e as desvantagens

Realizada a análise conceitual e de características, bem como estabelecida a comparação das modalidades de contratação, necessário tratar sobre as principais vantagens e desvantagens da do financiamento via *Project Finance*.

Como principais vantagens da contratação podem ser citadas: (i) aumento da alavancagem financeira; (ii) tratamento contábil distinto entre a empresa empreendedora e a SPE criada para o projeto; (iii) segregação dos riscos; e a (iv) substituição das garantias usuais pelas de *performance*.

A vantagem da alavancagem financeira (i) permite aos acionistas participarem de diversos investimentos com o comprometimento de um volume de capital reduzido, de forma a viabilizar a diversificação da carteira de projetos e o aumento do retorno sobre o capital investido, isso somente se o custo da dívida for inferior ao retorno do projeto sem dívida¹⁸.

Isto ocorre, pois sob o prisma individual, conforme explica AZEREDO¹⁹: “a dívida pode vir a participar em até 100% dos recursos necessários para o

¹⁸ BORGES e FARIA, *ibidem*, p. 74.

¹⁹ AZEREDO, *ibidem*, p.77.

investimento”. O autor detalha que os níveis normalmente praticados variam de 60 a 80% do projeto, dependendo da capacidade financeira e dos riscos avaliados.

Ainda, o autor complementa no sentido de as vantagens para o investidor privado também reverterem a favor do Poder Público, pois alavanca investimentos em áreas de infraestrutura, caracterizada por altos montantes envolvidos, diversos riscos e longo prazo de maturação, fatores limitadores para o comprometimento do capital privado.

O fato de o tratamento contábil ser distinto entre a empresa empreendedora e a SPE constituída (ii) oferece como vantagem o fato do acionista poder participar de vários projetos ao mesmo tempo, sem precisar deter de capacidade financeira para tomar financiamento no próprio balanço para o desenvolvimento de seus projetos.

Conforme explicam BORGES e FARIA²⁰, o tratamento contábil distinto proporciona uma maior transparência aos credores quanto à capacidade financeira da SPE, pelo fato de terem abdicado da carteira de ativos bem como do fluxo de caixa de outros negócios dos acionistas.

Muito embora haja este benefício levantado por alguns autores, por outro lado o argumento é objeto de questionamento, conforme destaca Silvana dos SANTOS²¹:

Essa vantagem, porém, vem sendo questionada, pois o risco não desaparece simplesmente porque a dívida relacionada ao projeto não é registrada no corpo do balanço. Segundo os critérios brasileiros de Demonstração Contábil, alguns lançamentos podem ser considerados fora do balanço, mas requerem notas de rodapé explicativas.

Com o lançamento efetuado no balanço, mediante as notas de rodapé explicativas, ficam explicitados todos os projetos dos quais participa e sua proporção de participação, de forma que a vantagem é mais no sentido da autonomia e transparência do empreendimento do que da mitigação de riscos do empreendedor.

A segregação de riscos (iii) se apresenta mais atrativa para os setores de capital intensivo, de forma a incentivar investimentos em infraestrutura.

Segundo BORGES e FARIA²², a segregação de riscos e a maior previsibilidade em relação ao retorno do projeto se tornam mais atrativas para os

²⁰ BORGES e FARIA, *ibidem* p. 271.

²¹ Silvana dos SANTOS, *ibidem* p. 35

investidores, pelas taxas de remuneração do capital ser compatíveis com as praticadas pelo mercado.

A substituição de garantias convencionais por garantias de desempenho (iv) faz dos fluxos de caixa, resultados e ativos do projeto as principais garantias no *Project Finance*, e confere flexibilidade tanto para os acionistas como para os credores.

BORGES e FARIA²³ tratam desta vantagem da seguinte forma:

O grande benefício da disseminação dessa modalidade de financiamento diz respeito à substituição de garantias usuais (pouco efetivas pela exigência da execução de contratos) pelas de performance. Ou seja, as garantias de performance permitem maior flexibilidade a acionistas e credores.

Com isso os acionistas dispõem da possibilidade de oferecer ativos e resultados do projeto como garantia ao invés dos seus ativos. A utilização desta forma de garantia permite ainda a redução de custos de financiamento, se verificada a qualidade da performance financeira e administrativa do projeto.

Em contraponto, as desvantagens do *Project Finance* consistem basicamente na (i) alta complexidade; (ii) custos mais elevados e a (iii) maior demora na efetivação da contratação.

A complexidade (i) reside no fato de ser necessária uma estrutura de contratos associada a todas as partes do projeto, as quais exigem estudos detalhados, diante da necessidade de compatibilizar o interesse dos diferentes agentes envolvidos.

Esta desvantagem vem em contraponto ao benefício de se contar com diversos agentes na diluição de riscos, conforme observam BORGES e FARIA²⁴.

Em função desta complexa estrutura de contratos e negociações entre os interessados, conseqüentemente aumentam os custos de transação (ii) devido às despesas com elaboração de estrutura de projeto, questões legais e de projeto, bem como maior necessidade de dispêndios com gerência.

²² BORGES e FARIA, *ibidem*, p. 272

²³ *Idem*.

²⁴ *Idem*.

Outro fator é o maior custo dos empréstimos, pois segundo AZEREDO²⁵, os riscos do projeto e as soluções encontradas para sua mitigação podem tornar o custo de captação de uma nova empresa superior ao de sua controladora, já estabelecida no mercado.

A morosidade na efetivação da contratação (iii) ocorre em função da complexidade dos estudos, normalmente demandam muito tempo até que todas variáveis sejam identificadas e consideradas no contexto das contratações, para visualização dos riscos e medidas de mitigação.

Diante de todos estes pontos, o primeiro passo para o empreendedor é verificar se o *Project Finance* é vantajoso ou não para o seu negócio, a ponto de viabilizá-lo dentro do contexto macroeconômico e legal da atividade a ser explorada.

Mesmo assim, como se verá adiante, os contextos macroeconômicos e legal aparentemente estáveis podem causar surpresas para o empreendedor, daí porque é tão importante se pensar em medidas mitigadoras do risco do empreendedor.

2.5 Os Agentes Envolvidos

O desenvolvimento de projetos de infraestrutura envolve uma série de agentes e cada um destes deve realizar o planejado, para ao final se garantir o fluxo de caixa previsto para fins de financiar o projeto.

O início de um projeto de infraestrutura pode acontecer de duas formas, conforme regulamentação do setor específico, de acordo com o disposto por AZEREDO²⁶: (i) na primeira, o órgão público competente lança concorrência para selecionar quem desenvolverá projetos específicos; e (ii) na segunda o agente privado identifica uma oportunidade de investimento e pede autorização para o Poder Concedente para o desenvolvimento do projeto.

Para o caso do estudo em análise, a exploração do serviço público de geração de energia elétrica se dá mediante a segunda opção. O agente identifica um

²⁵ AZEREDO, Op. Cit., p 79.

²⁶ AZEREDO, ibidem, p. 29

potencial hidráulico, térmico ou outro e pede autorização para o Poder Concedente para poder explorar aquele potencial.

Os principais atuantes do projeto em uma estrutura de *Project Finance* são os descritos a seguir, tendo como centro de todas as relações a Sociedade de Propósito Específico – SPE constituída para o projeto:

(i) Poder Concedente, responsável por emitir a autorização da exploração da atividade pelo empreendedor;

(ii) Acionistas, os interessados diretos no sucesso do projeto, por figurar como uma oportunidade de negócio;

(iii) Compradores, responsáveis por assegurar o fluxo de caixa futuro do projeto, no caso do setor elétrico se dá mediante o PPA – Power Purchasing Agreement, contrato que regula as condições de compra e venda da energia elétrica produzida pela usina²⁷;

(iv) Financiadores, são os provedores do capital investido, e contribuem com a maior parcela dos investimentos;

(v) fornecedores, construtores e operadores, responsáveis pelos fornecimentos de equipamentos e materiais inerentes à obra, pelas obras necessárias, e pela operação e manutenção do empreendimento após sua implantação. No setor elétrico é comum a figura do EPC – Engeneering, Procurement & Construction, responsável por regular, a forma de construção da usina, seus prazos de entrega, condições técnicas e outras condições relevantes²⁸;

(vi) Seguradoras responsáveis por toda estrutura de contratação de seguros necessária, a exemplo dos seguros de risco de engenharia e responsabilidade civil, no caso do setor de energia, os seguros de projeto básico e de fiel cumprimento, dentre outros;

Estrutura de consultoria, basicamente formada pelos seguintes profissionais²⁹:

²⁷ BONOMI; MALVESSI, *ibidem*, p. 65

²⁸ *Idem*.

²⁹ BORGES e FARIA, *ibidem*, p. 250

(vii) Conselheiro financeiro, com o papel de instruir os acionistas sobre os riscos envolvidos e os instrumentos para sua mitigação;

(viii) Engenheiro independente, com a atribuição de assegurar a viabilidade e as condições técnicas do projeto;

(ix) Agente fiduciário, responsável por administrar o fluxo de caixa, realização dos pagamentos e controle das receitas do projeto; e

(x) Assessoria Jurídica, uma das figuras mais importantes na fase de análise e preparação do financiamento, face à complexa estrutura contratual.

Todas as relações contratuais firmadas entre as partes norteiam a modalidade de financiamento aqui estudada. Os contratos são instrumentos de mitigação e alocação de riscos, visto que conforme visto as garantias usuais são substituídas pelas de performance.

2.6 As Garantias

O *Project Finance* tem por objetivo o sucesso da implantação de um projeto baseado nos ativos e na capacidade do investimento gerar um fluxo de caixa futuro, e esta característica demanda uma estrutura de garantias, para os diversos envolvidos na implantação do projeto.

As garantias do projeto estão presentes na fase pré-operacional, quando há inexistência de receitas e na fase pós-operacional, onde há geração de receitas.

Os instrumentos mais comuns de garantia de projeto na fase pré-operacional são o (i) seguro garantia *completion bond*; (ii) garantias reais como o penhor de ações de emissão da beneficiária do financiamento, alienação fiduciária de bens móveis, penhor dos direitos emergentes da concessão; (iii) garantias pessoais como a fiança e o aval; e o (iv) seguro garantia *performance bond*.

O *completion bond* (i) é o seguro para garantir a conclusão das obras ou o recebimento do valor financiado com os encargos previstos em contrato.

Sérgio BEKEIERMAN³⁰ conceitua o instituto como um título contratado pela empresa do projeto para garantir a conclusão do projeto e exemplifica: “Em caso de um sinistro que danifique as instalações do projeto em seu período de construção, o financiador pode escutar o título e receber o valor aportado de volta ou continuar a obra”.

Pelas garantias reais (ii) o credor solicita o penhor de ações da beneficiária do financiamento. Conforme descreve NETO³¹, sobre esta garantia, tanto ações de sociedades anônimas quanto quotas de sociedades limitadas podem ser objeto de penhor, sendo, em princípio, irrestrito ao devedor o direito de voto decorrente das ações empenhadas. Porém o artigo 113 do Código Civil permite expressamente a possibilidade do contrato de penhor de ações condicionar ao consentimento do credor pignoratício o voto em deliberações relativas a depreciação no valor das ações, ou alteração dos direitos do titular. Como exemplo, a fusão, incorporação, cisão, dissolução, alienação, participação em grupo de sociedades, mudança de objeto, distribuição de dividendos, dentre outros passíveis de alterar os direitos do credor.

A alienação fiduciária pode incidir sobre bens móveis e imóveis, sendo a incidente sobre bens móveis comum em operações de *Project Finance*. A modalidade consiste na transferência da propriedade do bem para o credor, enquanto durar a obrigação garantida, de forma a afastar o direito dos credores privilegiados por se configurar como de bem de terceiro, estranho ao patrimônio do devedor, até a quitação da dívida, conforme explica BORGES³².

O penhor dos direitos emergentes da concessão é estabelecido pelo direito sobre o crédito do devedor. É possível visualizar esta hipótese no estabelecimento de penhor sobre o crédito do contrato de compra e venda de energia elétrica do devedor, por exemplo, no caso das usinas hidrelétricas. O credor estabelece na forma do previsto nos artigos 1.459 e 1.455 do Código Civil, os direitos sobre o

³⁰ BEKEIERMAN, *ibidem*, p. 33

³¹ NETO, Salomão Eduardo. **Direito Bancário**. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2007, p. 460-461.

³² BORGES, Covenants: instrumento de garantia em Project Finance. Revista do BNDES, n.11, v.6, p. 117-135, jun. 1999, p. 6

crédito do título de crédito existente, podendo utilizar dos meios necessários para satisfazer seus créditos.

No tocante às garantias reais (iii), pela fiança o fiador se compromete a cumprir com as obrigações do afiançado perante o credor e exige a qualificação das partes, formalizada expressamente por instrumento particular ou público. Caso seja prestado por pessoa física, implica na necessidade de assinatura conjunta com o cônjuge. BORGES³³ explica que o fiador responde com todo seu patrimônio e tem o direito ao benefício de ordem, se dele não abrir mão. O benefício assegura a execução dos bens do fiador somente após executados os bens do devedor, e na existência de vários credores a execução é processada na ordem em que estes aparecem no contrato. Porém, se verifica nos contratos bancários a prática dos credores somente aceitarem a fiança com a condicionante de renúncia ao benefício de ordem para assegurar seus direitos.

O aval é uma garantia sobre um título de crédito, pelo qual um terceiro mediante a aposição de sua assinatura aceita ser coobrigado em relação às obrigações do avalizado. Diferente da fiança, o aval não exige a outorga do cônjuge e não há a possibilidade de estabelecer o benefício de ordem, sendo o avalista coobrigado ao pagamento total do título³⁴.

O seguro garantia *performance bond* (iv) é emitido pela construtora em favor da SPE para garantia da entrega da obra entre os valores contratados. A função do seguro é garantir que a construção será efetuada dentro dos valores orçados.

Na fase pós-operacional, caracterizada por possuir um risco essencialmente mais ameno os instrumentos de garantia mais comuns são o já citado penhor de ações de emissão da beneficiária do financiamento; o penhor dos direitos emergentes da concessão, e a conta-garantia, denominada de *escrow account*.

A conta-garantia é um dos mecanismos utilizados para ao final do projeto reter por um período parte do investimento da operação com o fim de fazer frente a possíveis passivos que se manifestarem posteriormente à concretização do negócio.

³³ Ibidem, p. 8

³⁴ Idem.

CARVALHO e MARTINS³⁵ explicam a forma como se constitui esta garantia, a saber, mediante abertura de uma conta corrente específica para o depósito regular do valor acordado entre os interessados e sujeita a regras de movimentação, de forma a refletir o que foi acertado entre as partes em contrato ou termo específico da sociedade.

Além destas formas de garantias, BONOMI e MALVESSI³⁶ citam as obrigações de fazer e não fazer assumidas pelo devedor, conhecidas como *covenants*, presentes nos contratos de empréstimos e em outros relacionados ao empreendimento, consideradas também como garantias.

O instituto é conceituado por BORGES³⁷ da seguinte forma:

O instituto do covenant constitui, no direito anglo-saxão, um compromisso ou promessa em qualquer contrato formal de dívida, reconhecido em lei, protegendo os interesses do credor e estabelecendo que determinados atos não devem ou devem cumprir-se, podendo ser traduzido como compromissos restritivos (*restrictive covenants*) ou obrigações de proteção (*protective covenants*).

Muito comum nos contratos de financiamento, é uma forma de garantia indireta constituída de um conjunto de obrigações contratuais acessória, positivas ou negativas, com vistas a garantir o pagamento da dívida. No mesmo sentido, BORGES³⁸ explica serem as obrigações positivas exigências relativas à observância de práticas de gestão indispensáveis à eficiente administração da empresa e as obrigações negativas limitações à liberdade de gestão dos administradores da devedora, obrigando-os a não praticar certos atos.

O instituto se equipara às obrigações de fazer e não fazer dispostas no Código Civil, para a cobertura das três modalidades mais comuns de preocupação quais sejam: a limitação do grau de endividamento da empresa; limitação ou impedimento para contrair novas obrigações, e manutenção de capital de giro mínimo.

³⁵ MARTINS, José Ricardo de Bastos e MARTINS, Rafael Villac Vicente de. **O papel da escrow account nas fusões e aquisições.** Disponível em <<http://www.migalhas.com.br/dePeso/16,MI152744,51045-O+papel+da+escrow+account+nas+fusoes+e+aquisicoes>>. Acesso em 13 de agosto de 2014.

³⁶ BONOMI e MALVESSI, *ibidem*, p. 66.

³⁷ BORGES, *ibidem*, p.13

³⁸ *Idem*, p. 13-14.

Muito embora exista toda essa estrutura de garantias para os projetos financiados pela modalidade de *project finance*, BORGES e FARIA³⁹ destacam o entrave encontrado pelo financiador na falta de liquidez dos ativos usualmente oferecidos pelos acionistas, em especial na construção das usinas hidrelétricas, pela dificuldade de receber em garantia cada parte da obra. Vejamos:

“Em relação ao setor de infraestrutura, o maior entrave é a falta de liquidez dos ativos tradicionalmente oferecidos como garantia pelos acionistas. Não é possível receber em garantia, em um projeto de uma hidrelétrica, por exemplo, o reservatório, as construções civis ou os equipamentos, seja por restrição legal, seja pela impossibilidade de retirá-los ou ter um comprador para eles. Essa característica reforça a opção dos projetos de infraestrutura pelo *project finance*”.

Além de todas estas formas de garantias, conforme veremos adiante, há uma estrutura grande de seguros e garantias necessários para o investidor em projetos de geração de energia elétrica, exigidos pela regulamentação e atinentes à sua atividade, como a garantia de projeto básico, garantia de fiel cumprimento, seguro de responsabilidade civil, seguro de riscos de engenharia, seguro dos administradores e diretores no exercício de suas funções e o seguro de operação da usina.

2.7 O Papel do BNDES⁴⁰

O BNDES é uma empresa pública federal, considerada como o principal instrumento de financiamento de longo prazo para a realização de investimentos em todos os segmentos da economia.

A captação de recursos da linha BNDES ocorre por financiamento a projetos de investimentos, aquisição de equipamentos e exportação de bens e serviços.

Há duas modalidades de captação do BNDES: (i) o apoio direto, remunerado a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP somado a uma percentual definido a cada ano, mais a Remuneração básica do BNDES, mais a Taxa de Risco de Crédito; e (ii) apoio indireto, remunerado a TJLP; somada à Remuneração Básica do BNDES

³⁹ BORGES e FARIA, *Ibidem*, p. 257

⁴⁰ Fonte: <http://www.bndes.gov.br/>

mais a Taxa de Intermediação Financeira, mais a Remuneração da Instituição Financeira Credenciada.

A participação do BNDES ocorre em até 90% (noventa por cento) dos itens financiáveis, têm prazo de carência de dois anos e amortização em até dezesseis anos.

As contratações possuem como itens financiáveis os investimentos para implantação, ampliação, recuperação e modernização de ativos fixos:

a) Máquinas e equipamentos novos, (índice de nacionalização, igual ou superior a 60% e cadastrados na FINAME);

b) Despesas decorrentes da internalização de equipamentos importados desde que não impliquem em remessa de divisas (IPI, ICMS e Imposto de Importação "II");

c) Gastos com estudos e projetos de engenharia relacionados ao investimento;

d) Despesas pré-operacionais;

e) Treinamento de pessoal, desde que com objetivos e prazos definidos;

f) Despesas de internação dos equipamentos importados, desde que não impliquem em remessa de divisas (IPI, ICMS e Imposto de Importação "II");

g) Reforma de equipamentos e instalações de grande porte, que visem à modernização ou aumento de capacidade produtiva;

h) Capital de giro associado;

i) Obras civis e instalações.

E como itens não financiáveis:

a) Transferência de ativos;

b) Desapropriações;

c) Aquisição de máquinas e equipamentos novos, não incluídos na FINAME;

d) Aquisição de máquinas e equipamentos importados no mercado interno;

- e) Compra de terreno;
- f) Aquisição de software produzido no exterior (exceto adaptações realizadas no País);
- g) Compra de tecnologia e pagamento de royalties a empresas que integrem o mesmo grupo econômico ao qual a Beneficiária pertença;
- h) Custeio e gastos com manutenção corrente.

Muito embora o processo de contratação possa parecer moroso, os pedidos de financiamento desde a entrada do pedido até a contratação para liberação dos recursos possuem prazos máximos de tramitação.

2.8 Os Riscos Inerentes à Contratação e as Medidas Mitigadoras

Para efetivar o financiamento de um projeto mediante a implantação de um *Project Finance*, com base nos seus ativos e fluxo de caixa futuro, é necessário o mapeamento de todos os riscos para a alocação dos mesmos entre os participantes, capazes de assumir e mitigar referidos riscos.

A identificação se justifica, pois o projeto se destina a somente uma atividade, a qual terá que garantir ao final o êxito e o fluxo de caixa estimado. Todos os fatores passíveis de tornar o projeto e seus ativos vulneráveis necessitam ser identificados e mitigados.

Com uma boa previsão de riscos é possível dar o adequado tratamento e afastar os problemas causados por cada fator.

Neste capítulo serão identificados os principais riscos e traçado um panorama geral inerente às atividades de infraestrutura, no qual se enquadra a energia elétrica, para adiante adentrar nos detalhes de cada tipo de risco e sua medida mitigadora.

2.8.1 Riscos de Conclusão da Obra

Os riscos de conclusão da obra envolvem riscos de construção, técnicos e de operação capazes de impedir a conclusão da obra ou a regular operação do empreendimento, dentro dos níveis esperados.

O risco de construção compreende o abandono ou não conclusão do projeto, o atraso causado por outros riscos, previsão de custos não correspondentes à realidade, e a frustração quanto aos meios empregados e resultados obtidos.

Para BORGES⁴¹, as medidas mitigadoras para estes riscos envolvem a obtenção de garantias contratuais, nas aquisições de equipamentos e contratos de empreitada, por exemplo. O comprometimento de capital do patrocinador caso se configure esta necessidade, a possibilidade de imediata instalação e execução das obras, livre de impedimentos e embaraços, a contratação da execução do projeto no regime de EPC e no formato *turnkey* para obrigar a empresa em todos os fornecimentos necessários, opção pelas tecnologias de eficiência comprovada, revisão de projetos por engenheiros independentes, como forma de garantia da aplicação do melhor projeto, e o desenvolvimento de uma política de contratação de seguros.

O autor aborda em um só item a medida mitigadora para o risco técnico, representado pelas dificuldades de engenharia causadas, por exemplo, por uma tecnologia ou projeto em desconformidade com o exigido pela atividade explorada.

O risco de operação é relativo a algum fator causador de incapacidade operacional do empreendimento, pela produção abaixo do estimado e conseqüentemente gerando fluxos de caixa menores ao esperado. Como exemplo, cite-se o risco hidrológico para usinas hidrelétricas, os quais podem ser mitigados mediante a adesão ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, conforme se verá adiante.

⁴¹ BORGES, Luiz Ferreira Xavier. Project Finance e Infra-Estrutura: Descrição e Críticas, p. 6.

2.8.2 Riscos de Mercado

Como riscos de mercado podem ser mencionados os riscos financeiros, riscos de demanda e riscos de fornecimento.

O risco financeiro a que o empreendedor está exposto pode ser visto do ponto de vista do mercado, pela taxa de juros aplicada ou eventual alteração na taxa de câmbio, capazes de influenciar no projeto.

Outra perspectiva diz respeito à captação de recurso e disponibilidade de crédito do mercado financeiro, pelas instituições bancárias, bem como risco de falta de pagamento por parte dos compradores, capaz de causar impacto no fluxo de caixa do projeto.

O risco financeiro sofre também influência dos demais riscos do projeto, pois a mitigação destes permite maior facilidade no fechamento de acordos financeiros com as instituições bancárias, conforme assevera Sérgio BEKEIERMAN⁴²:

Os riscos financeiros são muito influenciados pelos demais riscos do projeto, caso todos os riscos do projeto tenham sido mitigados será mais fácil fechar acordos financeiros com instituições que assumam os riscos de variação cambial e de aumento da taxa de juros, os quais podem impactar os resultados do projeto.

Como visto, o risco financeiro afeta o projeto e pode influenciar nos demais riscos ao inviabilizar a liberação de recursos caso se verifique elevado risco do projeto.

O risco de demanda é muito característico dependendo de cada tipo de projeto. No caso dos projetos de usinas hidrelétricas o risco é totalmente mitigado com a venda antecipada por meio de um PPA – Power Purchasing Agreement.

O risco de fornecimento é mais elevado em projetos dependentes de insumos para a produção. O autor supracitado⁴³ exemplifica com as usinas movidas a biomassa. Qualquer dificuldade na logística de transporte do subproduto para a queima implicará em um aumento de custo e perda de competitividade desta fonte de energia em relação a outras fontes de geração.

⁴² BEKEIERMAN, *ibidem*, p. 42

⁴³ *Idem*.

2.8.3 Riscos Institucionais e Sociais

Os riscos institucionais mais comuns se relacionam ao estabelecido nas leis específicas de cada setor, regulamentos e legislação ambiental.

Aqui destaque para as normativas relativas a concessões e desapropriação, aplicáveis à exploração de serviços públicos, os regulamentos de cada setor, como o caso da energia elétrica, com tarifas e custos definidos e regulados pela ANEEL.

O risco do empreendedor nestes casos reside também na questão da soberania, quando o Governo Federal resolver alterar alguma norma de regulamentação dos mercados, com impactos em seus contratos. Neste sentido Sérgio BEKEIERMAN⁴⁴ explica “esses projetos podem também sofrer com o risco de soberania, que se configura, por exemplo, quando o governo ou o ente regulador decide renegociar os seus contratos, concessões ou direito de propriedades da *project company*”.

Para mitigar este risco é necessário vincular nos contratos a possibilidade de renegociação de condições no caso de alteração de norma específica que afete o contrato.

O risco ambiental consiste na existência de condicionantes na lei passíveis de inviabilizar ou retardar a implantação do projeto. É possível o estabelecimento de condicionantes custosas para o empreendedor para fins de compensação ambiental, motivo pelo qual este deve ter uma reserva financeira para injetar em eventuais projetos de recuperação ambiental.

O risco de aceitação social é também um fato a ser considerado pelo investidor. Neste sentido, Sérgio BEKEIERMAN⁴⁵ assevera “Grandes projetos de engenharia, onde impactos ao ambiente estão quase sempre presentes, podem enfrentar longos processos cíveis que impeçam a sua construção”.

⁴⁴ BEKEIERMAN, ibidem, p. 43

⁴⁵ Idem.

Exemplo disso é a implantação de usinas hidrelétricas próximas a comunidades pode gerar conflitos de terra, em função da necessidade de aquisição dos imóveis dada sua utilidade pública, bem como gerar resistência por parte dos moradores locais.

2.8.4 Riscos de Caso Fortuito e Força Maior

Os riscos de caso fortuito e força maior são aqueles fatos e/ou ocorrências imprevisíveis ou de difícil previsão, capazes de gerar um ou mais efeitos e consequências inevitáveis.

Nestes riscos estão englobados aqueles relacionados a eventos naturais, acidentes imprevisíveis, guerra, rebelião, mudança de lei, dentre outros, fora do controle das partes.

Sobre as medidas de mitigação, BORGES⁴⁶ cita como defesa a prática dos seguros de propriedade e sinistro, de interrupção do negócio, de eficácia, de atraso de abertura, e de estouro de orçamento.

3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

As atividades econômicas desenvolvidas no Brasil desde antes da proclamação da república era baseada na produção de produtos primários para exportação, e a principal fonte energética utilizada era o carvão.

O desenvolvimento da indústria do café e o processo de urbanização ocorrido fizeram surgir as primeiras geradoras de energia elétrica no Brasil.

Desta época até os dias atuais a utilização da energia elétrica se tornou essencial, e praticamente todas as atividades humanas envolvem o seu consumo.

Para entender o contexto em que as PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas foram inseridas no mercado de energia elétrica brasileiro faz-se necessário traçar um prévio panorama de todo o desenvolvimento do setor no país.

⁴⁶ BORGES, Luiz Ferreira Xavier. Project Finance e Infra-estrutura: descrição e críticas. Revista do BNDES, n.09, v.5, p. 105-122, jun. 1998., p. 8

3.1 A Inserção da Energia Elétrica no Brasil

A energia elétrica foi utilizada pela primeira vez no Brasil no ano de 1879, na Estação Central de Campos, no Rio de Janeiro, ano no qual a primeira central elétrica do mundo foi instalada em São Francisco, nos Estados Unidos.

Referida experiência somente foi realizada, pois à época Dom Pedro II concedeu a Thomas Edson o direito de introduzir os processos e aparelhos para a geração de energia elétrica no Brasil, conforme descrevem Clovis Alberto VOLPE FILHO e Maria Amália de Figueiredo Pereira ALVARENGA, em obra específica do Setor Elétrico⁴⁷.

No final do século XIX, mais especificamente no ano de 1883 Campos se tornou a primeira cidade do país a contar com um serviço de iluminação pública.

No mesmo ano o primeiro aproveitamento hidrelétrico iniciou sua operação, o denominado “Ribeirão do Inferno”, de propriedade da mineração Santa Maria, no município de Santa Maria, Estado de Minas Gerais, cidade rotulada como a primeira do Brasil a utilizar a energia elétrica.

O autor CARNEIRO, Daniel Araujo⁴⁸ explica ter se dado neste ano o advento da modalidade de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no Brasil.

Em 1889 foi implementada a Usina Bernardo Mascarenhas, com 250 kW de potência, no Município de Juiz de Fora, com o objetivo de atendimento da indústria têxtil da região de Minas Gerais.

No final do século XIX o Brasil possuía apenas as duas centrais hidrelétricas já citadas. No início do século XX foi iniciado um forte investimento no setor privado para a implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica, fato materializado pela implantação de treze centrais no ano de 1910.

⁴⁷ VOLPE FILHO, Clovis Alberto; ALVARENGA, Maria Amália Figueiredo Pereira. Setor Elétrico. Curitiba: Juruá, 2008. p. 23

⁴⁸ CARNEIRO, Daniel Araujo. PCHs: pequenas centrais hidrelétricas: aspectos jurídicos, técnicos e comerciais. Rio de Janeiro, Synergia: Canal Energia, 2010, p. 5

Neste sentido, CARNEIRO⁴⁹ destaca a predominância das gerações térmicas, principalmente nas grandes metrópoles e capitais do Brasil, entre o final do século XIX e início do século XX, sendo a partir de meados do século XX adotada por muitos Estados a matriz hidrelétrica como fonte predominante, em especial os Estados da Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, São Paulo e Santa Catarina.

Nesta época a geração de energia elétrica por meio de PCHs se relacionava ao atendimento de sistemas isolados de pequenas indústrias ou prefeituras, sendo o desenvolvimento e empreendimento ligado aos industriais ou ao poder público municipal.

Segundo CALDAS⁵⁰, a partir da revolução de 1930 foi iniciada uma nova etapa no Brasil. Governado por Getúlio Vargas, houve no período a queda do regime oligárquico da Primeira República e o aumento da intervenção do Estado no domínio econômico e social.

Até a década de 40 permaneceu em crescimento a população, a demanda para o atendimento de mercados isolados em função da industrialização, e a sociedade como um todo, aumentando o consumo de energia elétrica.

Por este motivo foram estabelecidas diversas companhias de eletricidade, sendo existentes diversas PCHs nesta época, mas poucas ainda com potência instalada superior a 3.000 kW.

De acordo com CARNEIRO⁵¹, “as PCHs foram as precursoras da matriz hidroenergética brasileira. Eis que, excetuando-se casos específicos, a totalidade das instalações nesse período histórico era composta de pequenas centrais hidrelétricas”.

O crescimento da indústria e do consumo de energia elétrica trouxe consigo o aumento das ocorrências de falta de energia elétrica, pois a produção já não

⁴⁹ Ibidem, p. 5.

⁵⁰ CALDAS, Geraldo Pereira. Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica face à Constituição Federal de 1988 e o Interesse Público. 2ª ed., Curitiba: Juruá, 2008. P. 39

⁵¹ CARNEIRO, op. cit., p. 6.

acompanhava mais a demanda, de forma a causar o primeiro período de racionamento no início da década de 50⁵².

O Estado brasileiro passou a assumir o controle do setor por se verificar o serviço de energia elétrica como essencial e dependente do monopólio estatal para a garantia do abastecimento da população.

Sobre esta questão Clovis Alberto VOLPE FILHO e Maria Amália de Figueiredo Pereira ALVARENGA observam:

A demanda crescente por eletricidade e o crescimento dos sentimentos nacionalistas no país fizeram com que o Estado brasileiro assumisse o controle efetivo do setor, sob a argumentação de tratar-se de um monopólio natural e por ser um serviço público essencial à sociedade e ao desenvolvimento econômico nacional⁵³.

Entre os anos de 1945 e 1961 foram criadas diversas empresas estaduais de energia elétrica, a saber:

1. Empresa Fluminense de Energia Elétrica, no Rio de Janeiro, em 1945.
2. Comissão Estadual de Energia Elétrica, no Rio Grande do Sul, em 1943.
3. Centrais Elétricas de Minas Gerais, em Minas Gerais, em 1952.
4. Centrais Elétricas do Paranapanema, em São Paulo, em 1953.
5. Companhia Paranaense de Energia Elétrica, no Paraná, em 1954.
6. Centrais Elétricas de Santa Catarina, em Santa Catarina, em 1955.
7. Espírito Santo Centrais Elétricas, no Espírito Santo, em 1956.
8. Centrais Elétricas de Urubupungá, em São Paulo, em 1961.

Com todas estas mudanças iniciaram-se os investimentos em grandes obras de geração de energia elétrica, com vistas a obter economia de escala, de forma a abandonar as pequenas geradoras e deixar ativas somente as PCHs estratégicas para o suprimento de energia.

Com o Estado detentor do monopólio sobre a exploração do serviço público, em 1962 foi criada a Eletrobrás, empresa idealizada por Getúlio Vargas em seu segundo mandato e aprovada somente no governo de João Goulart.

⁵² VOLPE FILHO, Clovis Alberto; ALVARENGA, Maria Amália Figueiredo Pereira. Op. cit., p. 34

⁵³ Idem.

A empresa alterou a estrutura do setor elétrico brasileiro, com a expansão de sua capacidade instalada, mediante execução pela própria Eletrobrás e pelas estaduais instaladas no Brasil. A exemplo disso as empresas criadas entre os anos de 1966 a 1975 Centrais Elétricas de São Paulo – CESP, Centrais Elétricas do Sul do Brasil – Eletrosul, Centrais Elétricas do Norte do Brasil – Eletronorte, e a Itaipu Binacional⁵⁴.

A estrutura regulatória passou por alterações com a organização do DNAE – Departamento Nacional de Águas e Energia em 1965, em substituição à Divisão de Águas do Departamento de Produção Mineral, e em 1968 passou a denominar DNAEE – Departamento Nacional de Energia Elétrica, quando assumiu as funções do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica.

O DNAE tinha por função basicamente planejar, coordenar e executar os estudos hidrológicos, bem como a responsabilidade pela supervisão, fiscalização, concessão e controle dos aproveitamentos das águas e dos serviços de eletricidade⁵⁵.

Entre os anos de 1967 e 1973 as tarifas de energia elétrica aumentaram acima da inflação e os recursos setoriais passaram a preponderar na expansão do sistema elétrico.

Os recursos eram formados basicamente pelo Imposto Único sobre Energia Elétrica, as tarifas e empréstimo compulsório. O setor contou também com recursos de aporte dos governos federal, estadual e municipal e financiamento no país e no exterior.

Em 1971 foi criada a Reserva Global de Reversão – RGR, para compor a fonte de recursos setoriais e utilizar nos casos de encampação dos serviços de energia elétrica⁵⁶.

Na década de 70 houve a crise do petróleo, responsável à época por aproximadamente 43% da matriz energética brasileira. Mesmo com a crise o Brasil

⁵⁴ CALDAS, Geraldo Pereira, Op. cit., p. 43-44

⁵⁵ MARTINS, Ligia Maria Cabral et alli Panorama do setor de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Centro da memória da electricidade no Brasil, 1988. p. 199-200.

⁵⁶ CALDAS, Geraldo Pereira. Op. cit., p. 47

investiu vultosos recursos em obras de infraestrutura nos setores de energia e de transporte⁵⁷.

A expansão do setor provocou o crescimento da dívida e os recursos de investimentos passaram a ser destinados ao pagamento do serviço da dívida, de forma a desequilibrar o ritmo de expansão do sistema.

Em 1979 mais uma crise do petróleo, elevada inflação e uma série de planos econômicos fracassados, e dentro deste cenário o setor elétrico e suas regulamentações não progrediram e apareceram os primeiros sinais da crise.

A década de 80 iniciou com empresas inadimplentes por não injetar recursos estatais para novos investimentos, em função da estratégia de contenção tarifária utilizada para a contenção da inflação.

Para o equilíbrio dos pagamentos foram buscados recursos do exterior, conforme cita Geraldo Pereira CALDAS:

A partir de 1981, agrava-se a crise econômica no país. Neste contexto, o setor elétrico passa a ser ainda mais utilizado como instrumento de política econômica para conter a inflação, via contenção das tarifas, e para captar recursos no exterior visando o equilíbrio da balança dos pagamentos⁵⁸.

Neste contexto foi instalada a usina de energia nuclear, mediante a parceria do governo com a Alemanha para construção de Angra I e outras usinas. Muitos projetos não considerados como prioritários foram favorecidos nesta época, como o caso de Angra.

O sistema vigente até então começou a quebrar, motivo pelo qual foi necessário pensar em um novo modelo, até se estabelecer a atual estrutura do setor elétrico brasileiro.

Neste contexto, a partir da década de 1980 foi iniciado um processo longo na tentativa de reorganizar e incentivar a instalação de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Para tanto, o Governo Federal promoveu estudos, cursos, subsídios técnicos e legais para o desenvolvimento do assunto, por meio do Programa Nacional de

⁵⁷ VOLPE FILHO, Clovis Alberto; ALVARENGA, Maria Amália Figueiredo Pereira. Op. cit., p. 40-41.

⁵⁸ CALDAS, Geraldo Pereira. Op. cit., p. 48

Pequenas Centrais Hidrelétricas – PNPCH do Ministério de Minas e Energia – MME⁵⁹.

O autor Daniel Araujo CARNEIRO⁶⁰ destaca que em termos legais, a definição de PCH foi citada pela primeira vez em 1982, na Portaria DNAEE nº 109, a qual estabeleceu as seguintes características para que uma central geradora fosse considerada PCH: (i) operação a fio d'água ou, no máximo, com regularização diária; (ii) barragens e vertedouros com altura máxima de 10 metros; (iii) não utilização de túneis; (iv) estruturas hidráulicas, no circuito de geração, para vazão turbinável de 20 m³/s; (v) unidades geradoras com potência individual de até 5.000 kW – limite tinha por objetivo garantir a capacidade da indústria nacional em produzir esse tipo de equipamento; e (vi) potência instalada total de no máximo 10.000kW.

Posteriormente houve alteração do conceito, em 1987, pela Portaria DNAEE nº 136, passando a ser PCH o aproveitamento hidrelétrico com potência total de 10.000 kW e com unidades geradoras de, no máximo 5.000 kW, de forma a estabelecer requisito apenas associado à potência e excluir os demais requisitos para simplificar e aumentar o número de empreendimentos.

A alteração, portanto, não repercutiu como o esperado, e pelo contrário, a exclusão de outros limitadores permitiu a execução de empreendimentos empresarial e ambientalmente contestáveis.

O modelo do setor elétrico adotado até este momento foi de monopólio estatal nas atividades de transmissão, distribuição e geração, e empresas atuando de forma verticalizada.

Este processo de estatização dos serviços essenciais se encaminhou para o fim depois das décadas de 70 e 80, quando a onda liberal iniciada na Inglaterra e nos Estados Unidos reverteu o processo de estatização⁶¹.

⁵⁹ CARNEIRO, op. cit., p. 6-7

⁶⁰ Idem.

⁶¹ CALDAS, Geraldo Pereira, op. cit., p. 50-51.

3.2 A Reestruturação do Setor Elétrico – RESEB e as PCHS

A promulgação da Constituição de 1988 representou a mudança de estruturação do Estado brasileiro, com o estabelecimento do princípio da livre iniciativa no Título da Ordem Econômica e Financeira, reservando ao Estado a função de normatizador, fiscalizador e regulador da atividade econômica.

Especificamente sobre a exploração dos serviços de energia elétrica o artigo 21, inciso XII, alínea “b” estabeleceu:

Art. 21. Compete à União: (...)

XII – explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão: (...)

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

A década de 90 foi marcada pelo processo de privatização, conferindo uma nova perspectiva na prestação de serviços públicos no Brasil, com a alteração do papel do Estado de monopolista para formulador de políticas públicas e regulador setorial.

Para isso foi instalado no governo Collor e acelerado no governo Fernando Henrique Cardoso o Programa Nacional de Desestatização, criado pela Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Posteriormente houve uma alteração nesta norma, pela Lei nº 9.941, de 09 de setembro de 1997, a qual estabeleceu, dentre outros assuntos, as diretrizes da reordenação do papel do Estado na economia, de forma a transferir a execução de atividades indevidamente exploradas pelo Poder Público para a iniciativa privada. O objetivo do PND foi concentrar os esforços da Administração Pública nas atividades em que a presença do Estado é imprescindível, e permitir a consecução das prioridades nacionais.

Para o setor elétrico a reestruturação consistiu na privatização dos ativos de geração, para permitir a entrada de capital privado para a expansão do sistema, e o Estado passou a assumir o papel de regulador e formulador de políticas. Sobre o assunto, bem explica Geraldo Pereira CALDAS⁶²:

⁶² CALDAS, Geraldo Pereira. Op. cit., p. 52

Desta forma, no Brasil, o que vinha direcionando a reestruturação do modelo do setor elétrico eram as decisões políticas do governo federal no sentido da saída do Estado da posição de principal empresário do setor, a privatização dos ativos de geração e distribuição federais e a indução à adoção da política de privatização pelos estados com relação às suas respectivas empresas de energia elétrica. Com o modelo institucional então proposto, o governo optou por ser formulador de políticas e regulador setorial, transferindo para os agentes econômicos privados os próprios ativos atuais, assim como a responsabilidade pela expansão do sistema.

Neste mesmo sentido, na década de 90 surgiu a utilização do *project finance* como forma de financiamento pelas empresas vencedoras das licitações para garantir a mitigação de parte do risco do negócio. O autor José Eduardo Manassero, em sua contribuição à obra *Project Finance* no Brasil de Cláudio A. BONOMI e Oscar MALVESSI⁶³, complementa a questão e explica: “O *Project Finance* apresentou-se como a solução para a questão, uma vez que os credores repartiriam o risco do negócio com os devedores”.

A reestruturação do setor elétrico passou a tomar forma com a promulgação da lei nº 8.987 de 1995, reguladora das concessões de forma geral e a Lei nº 9.074 de 1995, estabelecadora de normas para a outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, destinando o Capítulo II para tratar especificamente dos serviços de energia elétrica.

Estas leis trouxeram como principais alterações a desverticalização das empresas, a competição na geração e na comercialização; licitação dos novos empreendimentos; a criação da figura do Produtor Independente de Energia; o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e a liberdade de determinados consumidores escolherem seus supridores de energia.

A reforma na legislação foi subsidiada pela pesquisa realizada pela consultoria britânica *Coopers & Lybrand* contratada pelo Ministério de Minas e Energia dentro do processo de reestruturação do setor elétrico, norteadas pelo seu slogan⁶⁴: “competição onde possível, regulação onde necessário.”

Com relação ao tema das PCHs, CARNEIRO cita fato relevante, relativo à recomendação da consultoria para que a potência das pequenas centrais

⁶³ BONOMI, Claudio Augusto; MALVESSI, Oscar. Op. cit., p. 51

⁶⁴ VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália Figueiredo Pereira. Op. cit., p.46.

hidrelétricas fosse elevada para 50 MW e que a outorga fosse concedida por meio de uma autorização sem necessidade de processo licitatório.

Na sequência às mudanças ocorridas, foi editada a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para instituir a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em sucessão ao DNAEE, constituída como autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com o papel de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A lei estabeleceu o âmbito da atuação da ANEEL, como representante do Poder Público, para exercer a função reguladora e fiscalizadora, pela edição de resoluções e outras normas para regular a exploração do serviço público de energia elétrica, as quais devem ser observadas pelo mercado.

Além da criação da agência reguladora, o fato da energia elétrica passar a ser considerada como uma mercadoria gerou a necessidade de criação de um operador nacional e um controlador do mercado⁶⁵, e isso se deu pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a qual alterou dispositivos das Leis nº 8.666/93, 8.987/95 e 9.074/95, e criou o Operador Nacional do Sistema – ONS e o Mercado Atacadista de Energia – MAE, substituído posteriormente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Até a promulgação desta lei não havia se avançado muito a respeito do conceito de PCH, mas desde 1996 e 1997 a ANEEL criou um grupo multi-institucional para realizar o diagnóstico da situação e implementar um Plano Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas. As mudanças se tornavam importantes para o aumento da potência limite e a criação de novos procedimentos, dadas as alterações ocorridas no ambiente institucional do setor elétrico, em especial a criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica⁶⁶.

No final de 1997, sucessivas medidas provisórias aumentaram o limite para autorização de exploração de potencial hidráulico, até que a Lei nº 9.486 de 1998 fixou em 30 MW o limite, mediante a alteração do artigo 26 da Lei nº 9427, de 1996.

⁶⁵ Ibidem, p. 47

⁶⁶ CARNEIRO, p. 8-9.

O modelo construído pelas citadas leis foi alvo de muita crítica, pautadas na ocorrência de racionamento e blecautes não explicados, como o caso de 2001; foi considerado por muitos como privatista de forma a causar elevadas tarifas para os consumidores e um serviço de distribuição insuficiente para as necessidades dos consumidores⁶⁷.

3.3 A Estrutura do Setor Elétrico Atual

O presidente Luiz Inácio Lula da Silva, ao assumir o poder iniciou as ações necessárias para uma nova reestruturação do setor elétrico. Em fevereiro de 2003 o Ministério de Minas e Energia – MME criou um grupo de trabalho para a elaboração de uma proposta de reformulação das normas vigentes à época.

A proposta de modelo institucional do setor elétrico foi divulgada para debate público, encaminhadas para o Presidente da República, para edição das Medidas Provisórias nº 144 e 145, convertidas posteriormente na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004⁶⁸.

Referida lei dispôs sobre a comercialização de energia elétrica, e passou a considerar a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica na forma de etapas integradas da prestação de um serviço público, como determina a Constituição Federal, e atribuiu à energia elétrica o mesmo tratamento de outro bem de consumo oferecido no mercado.

O novo modelo proposto visou à criação dos incentivos necessários ao investimento na expansão do setor de energia elétrica com a garantia de tarifas módicas aos consumidores finais.

Pelo aprimoramento do modelo de 1995 e 1998, delimitou as atividades de transmissão e distribuição como totalmente reguladas pelo Estado em regime de monopólio e a prestação dos serviços de comercialização e geração fora do regime de monopólio e com variações de acordo com as regras e condições do mercado.

⁶⁷ VOLPE FILHO, Clovis Alberto; ALVARENGA, Maria Amália Figueiredo Pereira. Op. cit., p. 52

⁶⁸ *Ibidem*, p. 53.

Foi instituída a separação da comercialização e contratação de energia elétrica em dois ambientes, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Esta alteração obrigou as distribuidoras a contratar a totalidade de sua carga no mercado regulado, e abriu para os geradores, comercializadores e importadores a possibilidade de atuar nos dois ambientes. Neste sentido, Geraldo Pereira Caldas discorre em sua obra:

Com a reformulação, a comercialização de energia elétrica passou a dar-se nos ambientes de comercialização regulada e livre e as concessionárias de distribuição a obrigatoriamente contratar 100% de suas necessidades no mercado regulado. Os agentes geradores, comercializadores e importadores passaram a poder atuar tanto no mercado regulado como no mercado livre⁶⁹.

Do mercado regulado participam as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com o disposto no artigo 2º da Lei nº 10.848, de 2004, com a contratação de forma regulada por meio de leilões de compra, salvo dispensa, como no caso das permissionárias que comercializam menos de 500 GWh ao ano.

Quando selecionados os geradores vencedores dos leilões, as contratações são formalizadas pela celebração de contratos bilaterais denominados de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

Por outro lado, no Ambiente de Contratação Livre – ACL há a possibilidade de livre contratação de energia elétrica, negociada entre os agentes concessionários e autorizados de geração, os comercializadores e importadores, além dos denominados consumidores livres.

O consumidor livre é aquele definido nos artigos 15 e 16 da lei nº 9.074, de 1995, com a possibilidade de escolha de seus fornecedores de energia elétrica, entre produtores independentes, autoprodutores com venda de excedente, concessionárias com geração ou distribuidora local.

⁶⁹ CALDAS, Geraldo Pereira. Op. cit., p.58.

A estrutura do setor passou a contar com a agência reguladora, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com a atribuição de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; o Operador Nacional do Sistema – ONS, com atuação na coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN mediante autorização da ANEEL; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, associação civil que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela ANEEL, responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica entre os agentes de mercado.

Ainda, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME, responsável por desenvolver os estudos para subsidiar o planejamento energético pelo MME; e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com atribuição de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território nacional.

Os agentes atuantes no mercado são as empresas de geração, sejam estas as concessionárias, produtores independentes ou autoprodutores; as concessionárias de transmissão e distribuição de energia elétrica; os comercializadores, importadores, exportadores e os consumidores de energia elétrica, com suprimento no Ambiente de Contratação Livre – ACL ou Ambiente de Contratação Regulada de acordo com suas características e/ou opção de contratação.

3.4 As Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHS

A Constituição Federal define como de competência da União os serviços de energia elétrica – geração, transmissão e distribuição – podendo ser explorados mediante autorização, concessão ou permissão, conforme dispõe o artigo 21:

Art. 21. Compete à União:

XII – explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

(...)

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

A respeito deste dispositivo constitucional, CARNEIRO⁷⁰ cita serem os serviços e instalações de energia elétrica “considerados, pela Constituição Federal, como de competência da União, por serem de relevante interesse público e, portanto, atividades que o Estado considera como fundamentais ao desenvolvimento e à manutenção da sociedade”.

O texto constitucional estabeleceu ainda a possibilidade à União explorar a atividade diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, conforme artigo 175:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços.

Na prática a estrutura do setor elétrico brasileiro constituiu uma separação em que as atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica são submetidas ao regime de direito público, monopólio estatal com tarifas reguladas pelo Estado, e as atividades de comercialização, e geração são em parte prestadas e desenvolvidas em um regime de direito privado, com característica de competição.

Geraldo Pereira CALDAS discorre sobre o regime jurídico da prestação do serviço público de energia elétrica e a presença dos elementos de direito privado:

No caso da energia elétrica, conforme o modelo institucional do setor, nas funções de geração e comercialização, há um forte componente de direito privado, ensejando a competição no oferecimento ao mercado do bem energia. Já nas funções de transmissão e distribuição, essencialmente prestação de serviços, é preponderante o regime de direito público, com tarifas reguladas pelo Poder Público. Em qualquer destas funções, entretanto, deve estar presente o regime de serviço público⁷¹.

Neste mesmo sentido e contextualizando com a exploração via uso do bem público pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs discorre CARNEIRO:

Não existe dúvida de que algumas atividades relacionadas à energia elétrica (concessionárias de distribuição) possuem em sua conceituação o aspecto inerente a serviços públicos puros. Entretanto, outras atividades, entre as quais a exploração via uso de bem público pelas PCHs, são

⁷⁰ CARNEIRO, Daniel Araújo. op. cit., p.17.

⁷¹ CALDAS, Geraldo Pereira. Op. cit., p. 86.

consideradas pelo Estado como atividades mais assemelhadas à exploração de atividade econômica⁷².

Sobre a outorga de PCHs, o artigo 26 da Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 estabelece caber ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica.

A autorização para a prestação de serviço público é definida pelo autor Romeu Felipe BACELLAR FILHO⁷³: “Serviços autorizados são aqueles que o Poder Público, por ato unilateral, precário e discricionário, consente na sua execução por particular para atender a interesses coletivos instáveis ou emergência transitória”.

Daniel Araujo CARNEIRO destaca como a melhor interpretação para o conceito de autorização a ser aplicada às outorgas de uso de bem público para o aproveitamento hidrelétrico na modalidade de PCHs a que segue:

Ato administrativo discricionário e regulamentado, outorgado a terceiro pelo Poder Público, através de autarquia especial, pessoa jurídica de direito público com função regulatória, para exploração e uso de bem público para seu interesse e por sua conta e risco⁷⁴.

É considerado produtor independente, de acordo com a definição do inciso I do artigo 2º do Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, a pessoa jurídica ou pessoas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada de toda ou parte da produção, por sua conta e risco.

O inciso II do artigo 2º define o autoprodutor como a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo.

As características qualificadoras das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs estão definidas na Resolução ANEEL nº 652, de 09 de dezembro de 2003. Segundo

⁷² CARNEIRO, Daniel Araujo, op. cit., p.18.

⁷³ MEIRELLES, Hely Lopes. Direito Administrativo Brasileiro. 30ª ed., São Paulo: Malheiros, 2005. P. 391

⁷⁴ CARNEIRO, Ibidem. p. 21.

a norma, será considerado com característica de PCH o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área de reservatório inferior a 3,0 km².

O artigo 4º da referida Resolução trata das condições para os aproveitamentos hidrelétricos que não atendem ao critério da área do reservatório inferior a 3,0 km² serem enquadrados como PCH.

Para isso, estabelece que desde respeitados os limites de potência e modalidade de exploração, o aproveitamento será considerado com característica de PCH se a área do reservatório, em km², for menor ou igual à multiplicação de 14,3 pela potência elétrica instalada em MW, dividido pela queda bruta em metro, definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante ou normal de jusante. Para este caso a área do reservatório não poderá ser superior a 13 km².

A outra condição é mediante a comprovação de dimensionamento de reservatório baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica. Para isso, a ANEEL articulará com o órgão competente quanto aos objetivos para definir as dimensões do reservatório destinado ao uso múltiplo.

Para os empreendimentos com potência inferior a 1.000 kW, denominados como Central Geradora Hidrelétrica – CGH, não há necessidade de autorização, mas somente registro junto à ANEEL, na forma do disposto no artigo 8º da Lei Federal nº 9.074, de 07 de julho de 1995.

No caso das PCHs, a Resolução Normativa ANEEL nº 343, de 09 de dezembro de 2008, estabelece os procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH.

Para o melhor entendimento de todas as dificuldades encontradas pelos empreendedores em projetos de PCHs, é importante traçar um breve descritivo do estabelecido na Resolução, referente às fases de obtenção da autorização.

A primeira fase é relativa ao registro para elaboração do Projeto Básico, na qual ocorre o registro do interessado em elaborar referido projeto. Neste sentido, Daniel Araujo CARNEIRO⁷⁵ ressalta ser “fundamental que o empreendedor efetue uma extensa pesquisa, para definir o melhor local para implementação de uma PCH, considerando-se os estudos de inventário, partição de queda, de toda a bacia hidrográfica em questão”.

Nesta etapa já se configura a necessidade de apresentação da primeira forma de garantia da exploração de um potencial hidrelétrico, a saber, a garantia de registro estabelecida no artigo 7º da resolução em análise.

O Artigo 3º estabelece que o registro pode assumir duas condições, mediante despacho emitido pela ANEEL: (i) ativo, é o registro considerado válido e eficaz; ou (ii) inativo, é o registro ativo que venha a se tornar insubsistente, por descumprimento do estabelecido na Resolução ANEEL nº 343/2008 ou por outro motivo considerado relevante.

Uma vez efetivado como ativo o registro o empreendedor deve acompanhar a efetivação do registro para elaborar o projeto básico, pois por um prazo de 60 (sessenta) dias após a efetivação do primeiro registro na condição de ativo, outros interessados podem registrar o pedido de registro para o mesmo aproveitamento.

Tendo efetivado o primeiro registro ativo, mesmo havendo mais de um interessado, a entrega do projeto básico deverá ser feita em até 14 (quatorze) meses contados da publicação do primeiro registro ativo, podendo este prazo ser prorrogado nos casos fortuitos ou de força maior, ou nos casos provocados por atos do Poder Público (§4º artigo 3º).

O projeto básico não se confunde com o estudo de viabilidade, e tem a característica de um estudo de engenharia, conforme explica CARNEIRO⁷⁶:

O projeto básico de uma PCH caracteriza-se por seu um estudo de engenharia clássico. Enquanto o estudo de viabilidade tem por objeto analisar o empreendimento quanto à sua adequação técnica e econômica, aceitando dimensionamentos preliminares e estimativas, o projeto básico visa à definição final das estruturas e equipamentos, no intuito de subsidiar

⁷⁵ CARNEIRO, Daniel Araujo, p. 33.

⁷⁶ Ibidem, p. 39.

a contratação dos empreiteiros e fornecedores de equipamentos, bens e serviços.

A fase seguinte corresponde ao aceite do projeto básico, na qual será analisado o atendimento ao conteúdo e abrangência do registro e sua elaboração, além da compatibilidade com o estudo de inventário.

O estudo de inventário, conforme definição de CARNEIRO⁷⁷ é a etapa na qual se determina a melhor forma de aproveitamento do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, por estabelecer a melhor divisão de queda. Significa dizer, aquela que propicie um máximo de energia ao menor custo, associado a um mínimo de efeitos negativos sobre o meio ambiente e considerando o uso múltiplo uso da água, para o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico previsto no § 3º do artigo 5º da lei 9.074, de 1995.

Uma vez aceito o projeto básico, caso haja mais de um interessado, o empreendedor fica ainda exposto ao processo de hierarquização estabelecido no artigo 11 da Resolução ANEEL nº 343, de 2008, de acordo com os seguintes critérios, estabelecidos pela ordem:

I – aquele cujo projeto básico esteja em condições de obter o aceite dentro dos prazos estabelecidos; II – aquele que tenha sido o responsável pela elaboração do respectivo estudo de inventário, observados os termos da Resolução nº 393, de 4 de dezembro de 1.998; e III – aquele que for proprietário da maior área a ser atingida pelo reservatório do aproveitamento em questão, com documentação devidamente registrada em cartório de imóveis até o prazo de quatorze meses após a efetivação do primeiro registro na condição de ativo.

A fase posterior é a análise e aprovação do projeto básico, sendo necessário na fase o licenciamento ambiental bem como a reserva de disponibilidade hídrica junto aos órgãos competentes.

A aprovação final é dada por meio de despacho, conforme *caput* do artigo 13 e §1º, e se restringirá à adequabilidade do ao uso do potencial hidráulico, de forma que o interessado e seus subcontratados são responsáveis integral e exclusivamente, nas esferas civil, penal, administrativa e técnica, inclusive perante o CREA, tanto pela elaboração quanto pela execução do projeto, inclusive pelos

⁷⁷ Ibidem, p. 22

aspectos de segurança relacionados à barragem e demais estruturas do empreendimento.

Por fim, a fase de outorga de autorização depende da prévia aprovação do projeto básico e a apresentação, em até 30 (trinta) dias, dos documentos relacionados à regularidade jurídica, regularidade fiscal e econômica e regularidade técnica.

Nesta fase é necessário o aporte das garantias de fiel cumprimento em substituição à garantia de registro no valor de 5% do investimento, correspondente a R\$ 4.000,00/kW instalado.

Referida garantia visa assegurar o cumprimento do cronograma de implantação do empreendimento, o cumprimento das condições previstas no ato autorizativo relativas à potência instalada e ao número de máquinas, eventuais alterações no projeto básico sem prévia anuência da ANEEL que afetem a energia gerada ou a partição de quedas aprovada, e eventual revogação da outorga de autorização.

A autorização contempla as características pertinentes ao titular da exploração do potencial hidráulico, e dispõe sobre a linha de transmissão de interesse restrito, o percentual de redução nas tarifas de uso, bem como o cronograma de cumprimento de cada fase da obra.

4. A APLICAÇÃO DO *PROJECT FINANCE* NA IMPLANTAÇÃO DE PCHS

Em consulta ao Banco de Informações de Geração da ANEEL⁷⁸, se verifica que o Brasil possui um total de 3.248 empreendimentos de geração em operação, totalizando 129.166.115 kW de potência instalada.

Destes, a geração proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs participa com 463 empreendimentos em uma potência total de 4.640.031 kW, correspondente a 3,59% de toda geração.

⁷⁸ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, acesso em 27/06/2014.

Ainda, estão em construção 30 empreendimentos, com uma potência total de 328.073 kW, correspondente a 1,64% do incremento previsto na matriz energética.

Neste capítulo serão desenvolvidos os aspectos inerentes à aplicação do *Project Finance* como formatação financeira na implantação de PCHs, para fins de conhecer a estrutura do projeto, as garantias, os riscos e as estratégias de mitigação destes riscos.

4.1 A Estrutura Contratual

Para tratar da estrutura contratual de uma PCH, da mesma forma feita de forma generalista é necessário imaginar a SPE – Sociedade de Propósito Específico e os demais agentes envolvidos. No caso das PCHs:

(i) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, responsável pela emissão da outorga de autorização de produção independente/autoprodução;

(ii) MME – Ministério de Minas e Energia, o qual emite a Portaria com a definição da energia assegurada da usina;

(iii) CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, necessária a adesão à entidade e adesão à Convenção de Comercialização, para possibilitar a comercialização da energia elétrica gerada pela usina;

(iv) ONS e distribuidora local, responsáveis pelos contratos de conexão e uso dos sistemas de Transmissão e Distribuição;

(v) os consumidores de energia elétrica, possíveis compradores e contrapartes no PPA – *Power Purchasing Agreement*, caso a usina não opte e logre êxito na venda em leilões no ACR;

(vi) os acionistas da sociedade;

(vii) o empreiteiro, construtor, os fornecedores de insumos, representados pela empresa contratada mediante o contrato de EPC – *Engineering, procurement & construction*;

(viii) o agente de garantias e o (s) banco (s) financiadores, responsáveis pelo capital de giro, mútuos e pelo financiamento do principal dos valores financiáveis;

(ix) as seguradoras, para contratação de toda a estrutura de garantias e seguros inerentes ao projeto.

Basicamente, no relacionamento com todos estes agentes, é possível identificar a seguinte estrutura contratual:

(i) No âmbito societário: constituição da SPE, na forma de sociedade por ações ou sociedade limitada, o acordo de acionistas para estabelecimento dos percentuais de participação de cada investidor, e o acordo de acionistas para tratar das questões operacionais e de subscrição de ações ou quotas.

(ii) Junto às instituições bancárias: contratos de curto prazo, o financiamento de longo prazo, e acordos entre credores.

(iii) A nível institucional: outorga de autorização para atuar como produtor independente mediante a exploração de PCH, pelo prazo de concessão de 30 (trinta) anos; os contratos de uso e conexão do sistema de distribuição e/ou transmissão conforme o caso, e adesão à CCEE e à Convenção de Comercialização.

(iv) Contratos de execução, pré-operacionais: contrato de empreitada global (EPC), fornecimentos de equipamentos e materiais e seguros de construção.

(v) Contratos operacionais: Operação e Manutenção – O&M, manutenção de longo prazo, seguro de operação e o contrato de compra e venda de energia elétrica no mercado livre ou regulado.

(vi) Contratos de garantias: aval e fiança estabelecidos na captação de recursos, penhor de ações da SPE, penhor de recebíveis como os créditos do PPA, alienação fiduciária de bens móveis como os geradores e outros equipamentos, cessão de contratos, entre outros.

Cumpra aqui ainda destacar a necessidade de o empreendedor negociar toda área de terras necessárias para ter propriedade e instalar o empreendimento, ou posse para passagem de linha de transmissão.

Toda estrutura de contratos de compra e venda de imóveis e instituição de servidão de passagem deve ser negociada com os proprietários, e registrada junto aos cartórios competentes. Em caso de conflitos na negociação com os proprietários é necessário obter decreto de utilidade pública da área para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa e ingressar com as correspondentes ações judiciais para fins de estabelecer judicialmente as indenizações devidas.

Outro fato relevante diz respeito à possibilidade das PCHs participarem do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia. Trata-se de um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos entre os agentes de geração, com vistas a garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional – SIN⁷⁹.

4.2 As Garantias Inerentes à Implantação

A estrutura de garantias compreende além dos contratos supramencionados as garantias de registro e de fiel cumprimento exigidas na Resolução ANEEL nº 343 de 2008.

A garantia de projeto básico é calculada com base na potência do empreendimento, deve ter a ANEEL como beneficiária e o interessado como tomador e deve ser mantida válida até atender às condições para uma eventual devolução, ou substituição pela de fiel cumprimento.

A garantia de fiel cumprimento visa assegurar a implantação do aproveitamento hidráulico e deve ficar vigente até um mês após a entrada em operação comercial do empreendimento.

É necessário também ao empreendedor a contratação dos seguros de Riscos de Engenharia e Riscos de Responsabilidade Civil.

O seguro de riscos de engenharia é para garantia das obras civis e instalação e montagem, como é o caso das obras de PCHs, para a cobertura pelo seguro de eventos geradores de dano às obras decorrentes de ordem súbita e imprevista.

⁷⁹ Fonte: www.ccee.org.br

O seguro de responsabilidade civil se presta a reembolsar o segurado das quantias pagas pelas quais venha a ser responsabilizado civilmente, relativas à reparação de danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros decorrente de acidente ocorrido nas obras.

Seguro D&O – Directors & Officers, tem por objetivo indenizar eventuais reclamações contra conselheiros, diretores, gerentes, supervisores e equivalentes aos atos de gestão praticados no exercício de suas atribuições.

4.3 Matriz de risco

Diante de todos os conceitos, riscos trabalhados, legislação aplicável apresentada às Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs é possível mapear alguns dos riscos inerentes à exploração dos potenciais hidráulicos e identificar sua forma de mitigação, conforme tabela abaixo:

Tipo do risco	Risco	Mitigação
	Não ter a garantia de fornecimento por leilões ou a consumidores livres, para garantir fluxo de caixa – financeiro.	Prospectar empresas com alto nível de liquidez para firmar PPA ou obter êxito em leilão de energia elétrica a preço viável.
Risco de mercado	Inflação, juros, taxas de câmbio, elevação de custos, falta de receita.	Planejamento financeiro, empréstimos fechados em moeda nacional para evitar risco de câmbio, seguros, <i>performance bond</i> . Outra medida é fixar índice de reajuste do PPA condizente com o financiamento.
	Não obter dentro do prazo estimado a liberação de contratação de financiamento junto ao BNDES.	Alavancagem de recursos temporária, para os gastos emergentes, injeção de capital próprio dos acionistas.

Risco de construção	Projeto não corresponde ao demandado pela obra.	Seguro de engenharia, contratação de um engenheiro independente para auditar o projeto.
	Atraso por demora na entrega de obra, custos elevados, ou risco tecnológico.	Contratação de empresa EPC para a execução da obra na modalidade <i>turnkey</i> e contratação de seguro <i>performance bond</i> , solicitar garantia de fiel cumprimento dos fornecedores e prestadores de serviços.
	Risco de paralisação das obras por dificuldades na negociação das propriedades e posses necessárias.	Pedido de Declaração de Utilidade Pública – DUP para a autoridade competente, ações judiciais e negociações amigáveis.
	Enchentes, fenômenos naturais, greves, e outros de caso fortuito ou força maior.	Pedido de isenção de responsabilidade junto à ANEEL, por se tratar de excludente de responsabilidade.
Risco de operação	Quedas na produção de energia elétrica por falta de monitoramento.	Contrato de Operação e Manutenção – O&M com empresa responsável por estes controles.
	Risco hidrológico, períodos de seca.	Adesão ao MRE – Mecanismo de Realocação de Energia.
Risco Institucional	Não obtenção das licenças ambientais necessárias para o projeto – Ambiental.	Apresentar todas as alternativas possíveis buscando obter as licenças, excludente de responsabilidade por ser fato de terceiro.
	Instabilidade regulatória e obtenção da outorga de autorização – Regulatório.	Atualização constante da legislação para vislumbrar eventuais riscos, acompanhamento de todas as fases do processo até a outorga para não perder prazos.
	Estabelecimento de energia assegurada abaixo da estimada – Regulatório.	Cláusula no contrato vinculando que caso a energia assegurada seja inferior ao valor entregue no contrato, as partes concordam em rever os montantes contratados.
	Investimentos altos em linhas de transmissão e/ou melhorias em rede de distribuição – Conexão.	Apresentar consulta de acesso primando pelo menor custo de conexão e em caso de necessidade de investimentos de responsabilidade da distribuidora local, estabelecer regras de ressarcimento financeiro em curto prazo.

<p>Risco Social</p>	<p>Risco da comunidade local próxima às obras mostrar-se contrária à exploração do projeto, mediante protestos.</p>	<p>Efetuar de forma amigável as tratativas de aquisição de propriedade e/ou posse de terras, divulgar dados da obra enfatizando o crescimento em termos de geração de empregos e mostrar o valor da obra para a comunidade local.</p>
---------------------	---	---

5. ESTUDO DE CASO – ABRANJO GERAÇÃO DE ENERGIA S/A

Para a realização do presente estudo de caso, foi estabelecida como metodologia para coleta de dados a pesquisa das contratações efetuadas, os riscos a que a empresa ficou exposta e mecanismos de mitigação de riscos aplicados, a abordagem à área operacional responsável durante a execução do projeto por meio de entrevista e perguntas.

Cumprе ressaltar que a abordagem do presente trabalho é direcionada à identificação de riscos e não aos aspectos inerentes à viabilidade do projeto, motivo pelo qual a análise no estudo de caso será restrita às dificuldades e riscos encontrados pelo empreendedor, as medidas de mitigação de risco aplicadas e aplicáveis ao caso.

5.1 O Projeto

A PCH Abranjo I iniciou o seu processo de solicitação de autorização para exploração de serviço público de geração de energia elétrica sob a Égide da Resolução Normativa ANEEL nº 395, de 04 de dezembro de 1998.

O registro ativo para realização do projeto básico da PCH Abranjo I com potência estimada de 5,25 MW, situada no arroio Abranjo, sub-bacia 87, bacia hidrográfica do Atlântico Sudeste, no Estado do Rio Grande do Sul, foi efetivado pela ANEEL por meio do Despacho ANEEL nº 1.626, de 20 de outubro de 2005, a favor

da empresa Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Rural Taquari-Jacuí Ltda. – CERTAJA.

Em 27 de abril de 2006, pelo Despacho ANEEL nº 847, de 27 de abril de 2006, a ANEEL anuiu com o aceite do Projeto Básico da PCH Abranjo I, para fins de análise, com alteração da potência estimada para 4,75 MW, e de forma a tornar sem valor quaisquer requerimentos para elaboração de estudos sobre o mesmo aproveitamento que fossem protocolados após a data de publicação desde Despacho.

Foi realizada a transferência de titularidade do processo referente ao Projeto Básico da PCH Abranjo I em 17 de julho de 2008, pelo Despacho ANEEL nº 2.649, da empresa Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Rural Taquari-Jacuí Ltda., para a empresa Cooperativa de Geração de Energia e Desenvolvimento Taquari-Jacuí.

Após analisar o Projeto Básico apresentado, a ANEEL aprovou o documento, pelo Despacho ANEEL nº 2.155, de 09 de junho de 2009A autorização para a Cooperativa de Geração de Energia e Desenvolvimento Taquari-Jacuí estabelecer-se como produtor independente de energia elétrica mediante a implantação e exploração da PCH Abranjo I, com 4.800 kW foi concedida pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 2.604, de 03 de novembro de 2010.

No mesmo ato a ANEEL autorizou a empresa a implantar e explorar as instalações de interesse restrito da usina, constituídas de Subestação (SE) da usina com capacidade de 5.000/6.500 kVA, 4,16/23,1 kV, interligando-se à rede de distribuição da Cooperativa Sudeste de Eletrificação Rural Ltda. – COSEL, por meio de uma LT de aproximadamente 3,6 km de extensão. Foi ainda estabelecido o seguinte cronograma de implantação e operação.

Ficou estabelecido em 50% (cinquenta por cento) o percentual de redução a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para o transporte da energia gerada pela PCH Abranjo I.

Por fim, o ato estabeleceu o prazo de vigor da outorga para trinta anos, contados a partir da publicação da Resolução Autorizativa, ocorrida em 17 de novembro de 2010.

No ano de 2012 foi solicitada a transferência da titularidade da autorização para a exploração da PCH Abranjo I, da Cooperativa de Geração de Energia e Desenvolvimento Taquari – Jacuí para a empresa Abranjo Geração de Energia S.A. Pela Resolução Autorizativa nº 3.422, de 03 de abril de 2012, a ANEEL efetivou referida transferência pelo prazo remanescente ao da outorga inicial.

Em função da defasagem dos prazos do cronograma de implantação estabelecido inicialmente, uma vez decorrido aproximadamente dois anos da outorga inicial, foi solicitada alteração do cronograma de implantação da usina, concedida pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 3.706, de 09 de outubro de 2012.

O empreendedor efetuou as tratativas com a distribuidora local para a instalação da linha de transmissão de interesse restrito para possibilitar a entrega de energia elétrica gerada ao Sistema Interligado Nacional.

Depois de seguido todo o rito estabelecido nos procedimentos de distribuição, foi emitida a informação de acesso pela distribuidora local para alterar a conexão da PCH Abranjo I, antes se interligando à rede de distribuição de uma cooperativa, por meio de uma linha de transmissão de aproximadamente 3,6 km de extensão, para conectar a usina ao sistema elétrico da Distribuidora local através da conexão no barramento da subestação, por meio de uma linha de transmissão de aproximadamente 41 km de extensão.

A aceitação dos termos da informação de acesso da Distribuidora foi alterada pela ANEEL pela Resolução Normativa nº 3.996, de 14 de dezembro de 2012.

Foi verificada ainda pelo empreendedor a necessidade de alterar as características do projeto básico da PCH Abranjo I, aprovado pela ANEEL em 17 de dezembro de 2013, pelo Despacho nº 4.260.

Em 24 de dezembro de 2013 foi emitido pela ANEEL o Despacho nº 4.388, de 2013 pelo qual foram liberadas a UG1, UG2 e UG3 totalizando a potência de 4,86 MW para entrada em operação em teste a partir de 25 de dezembro de 2013.

Depois de realizados os testes e encaminhados os documentos pertinentes para a ANEEL, foi emitido em 30 de abril de 2014 o despacho liberando a entrada em operação comercial das três unidades geradoras a partir do dia 1º de maio de 2014.

5.2 A Estrutura Societária

Para o desenvolvimento do projeto foi constituída a Sociedade de Propósito Específico – SPE Abranjo Geração de Energia S.A., tendo 02 (duas) empresas como acionistas, uma delas detentora de 60% (sessenta por cento) do capital social e a outra detentora dos restantes 40% (quarenta por cento).

5.3 Principais Contratos Do Projeto

(i) Contrato principal de financiamento obtido em 31 de agosto de 2012, junto ao BRDE, instituição financeira credenciada do BNDES, com a captação de recursos automático fixo e cesta de moedas, bem como da linha FINAME automático PSI.

A destinação dos recursos se deu para investimentos fixos no âmbito do Programa BNDES automático fixo e BNDES automático, e também recursos para aquisição de equipamentos nacionais enquadrados nos critérios na Agência Especial de Financiamento Industrial – FINAME.

(ii) Devido à dificuldade de encontrar uma empresa de engenharia para estabelecer o contrato de EPC, foi necessário pulverizar todas as contratações efetuadas com empresas especializadas em cada segmento.

Composto basicamente de duas empreiteiras responsáveis pela parte de obras civis, uma empreiteira responsável pela instalação da linha de transmissão, e empresas responsáveis pelos fornecimentos de hidromecânicos e equipamentos elétricos, bem como a empresa responsável pelos conjuntos hidrogeradores.

Foi necessária também a contratação de empreiteira para a execução de obras de melhorias nas instalações da distribuidora local, a qual não apresentou capacidade técnica e estrutural para receber o incremento de energia elétrica em seu sistema.

(iii) Foi firmado com uma empresa de renome no mercado o Contrato de Compra e Venda de Energia Incentivada – CCEI para garantir os fluxos de caixa futuros do projeto, contrato análogo à figura do PPA – Power Purchasing Agreement, com a mesma finalidade.

(iv) As garantias de projeto foram suportadas pelo investidor inicial, antes da criação da SPE, e as garantias de fiel cumprimento foram contratadas junto à instituição bancária e prestadas via carta fiança.

(v) Foram contratados junto às seguradoras os seguros de riscos de engenharia e riscos de responsabilidade civil.

(vi) A outorga da ANEEL ocorreu em 2010 e foi transferida para a SPE no ano de 2012.

(vii) foram firmados os Contratos de Uso e Conexão ao Sistema de Distribuição da concessionária local CEEE-D.

(viii) a usina conta com o seguro de operação visto que já iniciou a sua operação comercial.

(ix) a empresa aderiu à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para possibilitar a comercialização da energia gerada pela usina.

(x) O Ministério de Minas e Energia – MME definiu a energia assegurada da usina e uma vez definido este valor a empresa optou por tornar-se participante do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia.

5.4 A Estrutura de Garantias

Em decorrência da captação de recursos junto ao BRDE, da linha BNDES, foi estabelecida no contrato a seguinte estrutura de garantias:

(i) Hipoteca dos bens imóveis pertencentes à empresa livres e desembaraçados de quaisquer ônus, ações ou responsabilidades de qualquer natureza;

(ii) Alienação fiduciária de todos os equipamentos adquiridos com os recursos do financiamento, instalados nas dependências da PCH Abranjo I;

(iii) Penhor de direitos decorrentes e emergentes da autorização concedida pela ANEEL, para a exploração da PCH Abranjo I, abrangendo o direito sobre qualquer valor devido pelo Poder Concedente, direito de gerar energia elétrica e demais direitos corpóreos e incorpóreos, passíveis de ser objeto de penhor na forma da lei;

(iv) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do CCEI firmado, de futuros CCEIs firmados em substituição ao primeiro ou complementação;

(v) Penhor de ações, com a garantia sobre o valor total do capital social da empresa;

(vi) Garantias fidejussórias complementares por meio da prestação de fiança de pessoas físicas e jurídicas interessadas no empreendimento;

(vii) Seguros dos bens dados em garantias, às expensas da sociedade.

(viii) *Covenants*, obrigações de fazer e não fazer, bem como as usuais cláusulas de vencimento antecipado, limitando a atuação do empreendedor.

Esta estrutura foi a definida quando da contratação do financiamento junto ao BNDES, fato que caracteriza a operação como um *project finance* frente aos aspectos inerentes à contratação e garantias prestadas.

5.5 Os Principais Riscos e Medidas Mitigadoras

No desenvolvimento do projeto até a sua entrada em operação comercial, a empresa encontrou diversos entraves e esteve exposta a alguns riscos os quais passaremos a expor e comentar as medidas mitigadoras.

5.5.1 Risco Regulatório

Com relação ao risco regulatório, a empresa foi exposta a basicamente dois impactos: a incapacidade técnica e estrutural da distribuidora local e o valor da energia assegurada definido pelo MME em valor inferior ao estimado.

(i) Incapacidade técnica e estrutural da distribuidora:

Pela Consulta de Acesso foi solicitado que a PCH Abranjo I tivesse a linha de transmissão de interesse restrito em tensão de 34,5 kV, para fins de diminuir as perdas e atender ao critério de menor custo global. Porém, em resposta a Consulta de Acesso, o ponto de conexão foi alterado pela distribuidora local para outra subestação porque o ponto previsto no Projeto Básico não iria suportar a potência injetada.

Com isso, foi constatada a necessidade de construção de 41 km (quarenta e um quilômetros) de linha de transmissão para viabilizar a conexão da PCH Abranjo I na tensão de 23,1 kV, aceita pela distribuidora local.

O fato da concessionária acessada não possuir procedimento padrão técnico para conexão de PCHs acabou acarretando no atraso por parte desta para entrega do Parecer de Acesso.

A Solicitação de Acesso foi protocolada dia 17 de julho de 2012, e o prazo para a concessionária emitir o Parecer de Acesso, segundo o PRODIST seria de 120 (cento e vinte dias) após o protocolo da solicitação.

Ocorre que a concessionária emitiu o Parecer de Acesso apenas no dia 18 de março de 2013.

Ou seja, um processo que teria duração de aproximadamente 120 (cento e vinte dias) entre a solicitação e a emissão do Parecer de Acesso definitivo, durou aproximadamente 230 (duzentos e trinta dias).

Esta morosidade no processo acarretou no atraso da liberação de recursos da entidade com a qual a PCH Abranjo I contraiu financiamento, visto que a liberação estava condicionada a apresentação das minutas assinadas dos contratos de uso e conexão ao sistema de distribuição.

Além do atraso na emissão do Parecer de Acesso, a concessionária solicitou adequações de equipamentos no setor 69 kV da subestação na qual a usina foi conectada, para fins de garantia da continuidade de fornecimento regional quando da conexão da usina ao sistema elétrico da concessionária.

Estas adequações levam um prazo de aproximadamente 9 (nove) meses entre as etapas de projeto, aprovação de projeto na própria concessionária, compra dos equipamentos e execução de obra, além de onerarem a exploração do potencial hidráulico, por se tratarem de investimentos altos.

A morosidade na definição da conexão da usina no sistema elétrico e a necessidade de adequações na Subestação em que a usina foi conectada ocasionaram atraso no cumprimento dos prazos previstos.

Mitigação do risco verificado: O empreendedor, ao verificar a necessidade de realização de obras de melhorias na subestação e linha de transmissão, mesmo que de responsabilidade da Concessionária local, assumiu a execução das obras, para posteriormente ser ressarcido financeiramente dos investimentos realizados. Mesmo onerando seu fluxo de caixa, evitou um atraso de implantação.

(ii) O empreendedor protocolou junto à ANEEL o pedido de definição da energia assegurada, com base nas características de seu projeto básico. A demora no cálculo e definição deste valor fizeram com que este não pudesse esperar para se comprometer mediante um Contrato de Compra e Venda de Energia Incentivada – CCEI junto à um comprador, visto que esta contratação é requisito para a obtenção de financiamento.

Ocorre que, foi estimado valor superior de energia assegurada e o Ministério de Minas e Energia – MME definiu este valor em montante inferior, comprometendo a capacidade do empreendedor em honrar com seu contrato.

Mitigação do risco verificado: para este caso é necessário adotar a medida preventiva de vincular mediante disposição contratual a hipótese de, em havendo definição de valor de garantia física inferior ao contratado as partes se obrigam a rever as condições contratuais, de forma a mitigar o risco de prejuízo pelo investidor e restabelecer o equilíbrio financeiro do contrato.

5.5.2 Riscos de Construção

As principais dificuldades e riscos de construção enfrentados pelo empreendedor, causas de atraso no cumprimento de cronograma foram a dificuldade de negociação de algumas aquisições de terras e instituição de servidões de passagem, e as dificuldades enfrentadas com a empresa responsável pelo fornecimento dos três conjuntos hidrogeradores da usina.

(i) Direito de propriedade e posse de terras:

O empreendedor iniciou as tratativas com os proprietários de terras para adquirir a propriedade dos terrenos ainda não comprados e para a instituição de servidão administrativa dos extensos 41 km de linha de transmissão necessários para a conexão.

Mas nem todas as negociações ocorrem de forma pacífica e amigável, sendo necessário à empresa ingressar com o processo de Declaração de Utilidade Pública – DUP junto à ANEEL e junto ao Município em que o empreendimento está localizado.

Este processo é moroso e se não estiver submetido o constante trabalho de negociações junto aos proprietários, pode se tornar um entrave no processo e um risco de construção, pois enquanto não se negocia as terras as obras ficam paralisadas.

Mitigação do risco verificado: para este caso é necessário que o empreendedor entre com o processo de Declaração de Utilidade Pública – DUP, bem como de avaliação dos valores das terras que não forem amigavelmente negociadas, para reduzir o número de ações judiciais.

Para evitar atrasos e paralisações nas obras, o ideal é desde o início das obras solicitar à ANEEL ou órgão competente a DUP, negociar com os proprietários os valores de indenização e nos casos de insucesso ingressar com as ações judiciais necessárias. A mitigação do risco neste caso ocorre na programação feita com antecedência para evitar atrasos futuros.

(ii) Fornecedor de equipamentos inadimplente:

Na formatação das contratações efetuadas para o fornecimento de materiais, a parte das obras civis e todos os demais fornecimentos e prestação de serviços que envolveram a construção da PCH Abranjo I, foi necessário pulverizar as contratações, em função da dificuldade de encontrar uma empresa apta a firmar um contrato de EPC – *Engineering, procurement & construction*.

Dentre as empresas contratadas, e diante da obrigatoriedade de seguir padrões estabelecidos pelo BNDES quanto ao código FINAME dos equipamentos, foi contratada empresa nestes moldes para o fornecimento dos conjuntos hidrogeradores da usina.

A empresa no curso do contrato se tornou inadimplente, tendo sido necessário atuar de forma a garantir a entrega dos equipamentos, o que ocorreu ao final das tratativas entre as partes.

Mitigação do risco verificado: Para este risco, em sentido restrito, o risco é mitigado com a exigência a todos os fornecedores de entrega de uma garantia de fiel cumprimento que possa ser executada no caso de inadimplência pelo fornecedor.

Em sentido amplo, pode-se dizer que a opção pela contratação de uma estrutura contratual formatada especificamente para o projeto, mediante um contrato de EPC – *Engineering, procurement & construction* mitigaria este risco, pois a empresa contratada ficaria responsável por encaminhar os equipamentos para outra empresa executar a fabricação e fornecimento dentro dos prazos.

Porém, conforme já explanado, a dificuldade de encontrar empresa que execute esta função de EPC a depender da região do empreendimento, acarreta na necessidade do empreendedor de pulverizar as contratações.

5.5.3 Riscos Ambientais e Políticos

Os principais riscos ambientais e políticos enfrentados pela PCH Abranjo I foram os relativos à obtenção dos respectivos licenciamentos ambientais.

(i) Obtenção das licenças ambientais:

O entrave para emissão das licenças foi relativo aos notórios problemas enfrentados pelo próprio órgão ambiental estadual em sua gestão e por falta de estrutura funcional suficiente para emissão da documentação em tempo razoável, o que gerou morosidade na análise e liberação das respectivas autorizações e licenças.

Importante destacar que o empreendedor tomou todas as ações possíveis visando a aprovação e emissão dos licenciamentos, o que inclui a realização de reuniões com o corpo técnico do órgão ambiental e o monitoramento constante da evolução do processo, inclusive com a contratação de empresa especializada para acompanhamento.

Todas as medidas que estavam ao alcance do empreendedor foram providenciadas. Contudo, o atraso na prática de alguns atos fugiu da esfera de atuação do empreendedor.

Mitigação do risco verificado: Para este caso o empreendedor manteve a ANEEL informada destes entraves, para buscar a não responsabilização do atraso do cronograma de obra por este motivo e empreendeu esforços até a emissão das respectivas licenças.

O grande problema de não se tomarem medidas mitigadoras de riscos na implantação de projetos, como se vê, são os riscos associados possíveis de desencadear prejuízos em todo o processo. Por exemplo, um risco institucional pode gerar um atraso do fluxo de caixa, que causa a inadimplência do empreendedor, e a necessidade de captar outros recursos para cobrir a dívida, e assim por diante.

Por este motivo é tão importante mapear os riscos inerentes à exploração de uma Pequena Central Hidrelétrica – PCH, com a finalidade de restar claro aos investidores até que ponto seu capital será exposto e também a visualização de obtenção de êxito no projeto investido.

6 CONCLUSÃO

A análise da aplicação do *Project Finance* como forma de financiamento de projetos de construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs é de grande importância para fins de identificar os riscos a que o empreendedor está sujeito e estabelecer mecanismos de mitigação capazes de conferir segurança ao investidor.

Da análise dos pontos apresentados no presente trabalho é possível averiguar que a estrutura de financiamento do *project finance* permite a segregação dos riscos, melhor visualização de expectativa de fluxo de caixa e retorno do investimento realizado, bem como a separação da parte contábil da empresa investidora em uma SPE. Estes pontos se mostram como grandes atrativos para os investidores, em especial para o caso dos projetos de PCHs.

O segredo da boa execução de um projeto mediante a contratação de financiamento no formato de *Project Finance* é mapear todos os pontos críticos e possíveis dificuldades no curso da execução das obras para estruturar de forma preventiva as ações e possíveis riscos e entraves que devem ser mitigados por ações ou mediante a contratação de seguros específicos para cada tipo de risco.

Deve, portanto, o empreendedor dedicar boa parte de seu tempo no planejamento para fins de mapear todos os processos necessários na execução do projeto até a sua finalização, bem como das contratações a serem efetuadas e as modalidades de contratos aplicáveis e que lhe ofereçam maior segurança.

No caso das PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas, é possível traçar planos de ação para cada tipo de risco e atuar de forma preventiva e/ou corretiva conforme o caso.

A vantagem da engenharia financeira para as PCHs é a possibilidade de estruturar a execução do projeto de tal forma que a visualização do retorno ao final do investimento fique bem clara para o investidor e para os financiadores.

Isso porque se o empreendedor aproveitar bons momentos do mercado para fechar o PPA, por exemplo, seja um contrato de compra e venda de energia com um consumidor ou um leilão com preço viável para seu negócio, a alavancagem de seu

negócio é garantida, pelo fato de ser certo o fluxo de caixa futuro para cobrir a dívida e retornar o investimento realizado.

Mas para que isso seja possível é de extrema importância estabelecer uma sólida estrutura de contratos, garantias, seguros e planejamento para cada fase do processo.

Ressalte-se o abordado neste estudo a respeito de eventos provocados por ação de terceiros e caso fortuito e força maior, todos estes passíveis de serem classificados como excludentes de responsabilidade perante o Poder Concedente, de forma a mitigar os riscos do empreendedor ocorridos fora do alcance de sua prevenção.

Por fim, a matriz de risco e o estudo de caso apresentado demonstraram que algumas ações podem ser previstas e mitigadas com antecedência à ocorrência de um prejuízo decorrente de um risco.

Ainda, mesmo diante de dificuldades e de riscos inevitáveis, como o caso do ambiental e do regulatório, por exemplo, é possível também reduzir efeitos decorrentes destes entraves com a criação de mecanismos contratuais de renegociação para adequação a uma nova realidade legal ou institucional.

7 Bibliografia

ALENCAR FILHO, Francisco; CASTILHO, Wagner Francisco. **PCH – Project Finance e Estudo de Caso.** Disponível em: http://www.cerpch.unifei.edu.br/resumo_art.php?id=161 Acesso em: 15/11/2013.

AZEREDO, Andrea Rangel de. **Financiamento de Longo Prazo no Brasil: Project Finance como Alternativa para a Infra-estrutura.** 1999. 150 fls. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração.

BEKEIERMAN, Sergio. **O project finance como estrutura de investimento: Análise de caso de uma Pequena Central Hidrelétrica.** 2008, 111 p. Graduação (Engenharia de Produção) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

BONOMI, Claudio Augusto; MALVESSI, Oscar. **Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudos de Casos.** 3. ed. Rio de Janeiro: Atlas, 2008.

BORGES, Luiz Ferreira Xavier; FARIA, Viviana Cardoso de Sá e. **Project Finance: Considerações sobre a Aplicação em Infra-Estrutura no Brasil.** revista BNDES.

BORGES, Luiz Ferreira Xavier. **Project Finance e Infra-estrutura: descrição e críticas.** Revista do BNDES, n.09, v.5, p. 105-122, jun. 1998.

_____. **Covenants:** instrumento de garantia em Project Finance. Revista do BNDES, n.11, v.6, p. 117-135, jun. 1999.

CARNEIRO, Daniel Araujo. **PCHs: pequenas centrais hidrelétricas: aspectos jurídicos, técnicos e comerciais.** Rio de Janeiro, Synergia: Canal Energia, 2010.

CALDAS, Geraldo Pereira. **Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica face à Constituição Federal de 1988 e o Interesse Público**. 2ª ed., Curitiba: Juruá, 2008.

FINNERTY, John D. **Project Finance: engenharia financeira baseada em ativos**. Rio de Janeiro, Qualitymark Editora, 1999.

MARTINS, Ligia Maria Cabral et alli **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Centro da memória da electricidade no Brasil, 1988.

MARTINS, José Ricardo de Bastos e MARTINS, Rafael Villac Vicente de. **O papel da escrow account nas fusões e aquisições**. Disponível em <<http://www.migalhas.com.br/dePeso/16,MI152744,51045-O+papel+da+escrow+account+nas+fusoes+e+aquisicoes>>. Acesso em 13 de agosto de 2014.

MEIRELLES, Hely Lopes. **Direito Administrativo Brasileiro**. 30ª ed., São Paulo: Malheiros, 2005.

NETO, Salomão Eduardo. **Direito Bancário**. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2007

SIFFERT FILHO, N. F. et al. **O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance**. RJ: BNDES Setorial, n. 29, p. 3-36, 2009.

RIBEIRO, Sónia Patrícia dos Santos; PEREIRE, Adalmiro Andrade. **Project Finance**. Instituto Politécnico do Porto. Instituto Superior de Contabilidade e Administração do Porto, p. 85-105. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.22/3177>

BLANK, F. **Teoria de opções reais em Project Finance e parceria público-privada: Uma aplicação em concessões rodoviárias**. Tese de Mestrado em

Engenharia Industrial - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, pp. 220, ano 2008.

VOLPE FILHO, Clovis Alberto; ALVARENGA, Maria Amália Figueiredo Pereira.
Setor Elétrico. Curitiba: Juruá, 2008
