



Debora Nunes Mota

**O Ambiente de Contratação Livre e a Expansão da
Oferta de Energia Elétrica. Uma proposta conceitual
para a financiabilidade, sob a ótica do financiador**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração de Empresas da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Administração de Empresas.

Orientador: Prof. Leonardo Lima Gomes

Rio de Janeiro

Abril de 2015



Debora Nunes Mota

**O Ambiente de Contratação Livre e a Expansão da Oferta
de Energia Elétrica. Uma proposta conceitual para a
financiabilidade, sob a ótica do financiador**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Administração de Empresas da PUC-Rio.
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Leonardo Lima Gomes

Orientador

Departamento de Administração – PUC-Rio

Prof. Luiz Felipe Jacques da Motta

Departamento de Administração - PUC-Rio

Prof^a. Marta Corrêa Dalbem

Universidade do Grande Rio

Prof^a. Mônica Herz

Vice-Decana de Pós-Graduação do CCS – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 16 de abril de 2015

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Débora Nunes Mota

Graduou-se em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2011. Ao longo do mestrado atuou em duas importantes empresas do segmento de energia elétrica nas áreas de inteligência de mercado e gestão estratégica de portfólio de energia.

Ficha Catalográfica

Mota, Debora Nunes

O ambiente de contratação livre e a expansão da oferta de energia elétrica: uma proposta conceitual para a financiabilidade, sob a ótica do financiador / Debora Nunes Mota ; orientador: Leonardo Lima Gomes. – 2015.

175 f.; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Administração, 2015.

Inclui bibliografia

1. Administração – Teses. 2. BNDES. 3. Contratação Rolante. 4. Expansão da Oferta de Energia. 5. Esquema de Garantias. 6. Financiabilidade. 7. Mercado Livre. 8. Project Finance. I. Gomes, Debora Nunes Mota. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Administração. III. Título.

CDD: 658

*"Põe amor em tudo o que fazes e as coisas terão sentido.
Retira delas o amor, e elas tornar-se-ão vazias." (Santo
Agostinho - Serm. 138,2)*

Agradecimentos

A Deus, por tudo.

À minha grande e querida família.

À minha mãe, pelo amor, dedicação e cuidado sem medidas e pelo companheirismo incansável.

Ao meu pai, meu grande exemplo, colo, base, suporte e inspiração.

Ao meu irmão e grande companheiro, Leandro.

Ao Pedro, pelos nossos planos e pelo grande amor, carinho e apoio.

Ao meu primo e guru das finanças, André Mota, pelo tempo dedicado e pelos valiosos conhecimentos transmitidos que permitiram o aprimoramento e conclusão desse estudo.

Ao Rubens Parreira e ao Ricardo Lisboa pela oportunidade profissional, origem do meu interesse pelo setor, e pelos ensinamentos constantes no dia a dia de trabalho.

À Delta Energia, aos grandes profissionais que lá conheci e grandes amigos que lá conquistei.

Ao doutor João Carlos Mello, Thaís Prandini, Ricardo Savoia, Sami Grynwald e Camila Câmara da Thymos Energia pela atenção dedicada a esse estudo.

Ao Ricardo Botelho do Grupo Energisa.

À Cláudia Viegas da Brookfield e Edmar Raimundo do BNDES.

Àqueles que estiveram ao meu lado nas aulas e trabalhos do Mestrado, em especial aos sempre companheiros Simone Lira, Vânia Neves, Helene Guetta, Luciana Boynard, Frederico Lacerda, Bruno Barata, Marcelo Mello e Carlos Pellon.

Aos que dividiram comigo a experiência do MBA Programa Porto.

Aos professores da PUC Rio

Aos funcionários da PUC Rio, em especial ao Fábio Etienne.

Ao professor e orientador Leonardo Lima.

A todos que estiveram ao meu lado ao longo desses últimos três anos, pela compreensão, apoio e torcida.

Agradecimento muito especial ao sempre coorientador, amigo e “anjo da guarda”, Luiz Augusto Barroso.

E meu eterno amor à minha Pedrita.

Resumo

Mota, Débora Nunes. Gomes, Leonardo Lima (Orientador). **O Ambiente de Contratação Livre e a Expansão da Oferta de Energia Elétrica. Uma proposta conceitual para a financiabilidade, sob a ótica do financiador.** Rio de Janeiro, 2015. 175p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Não tendo mais condições de financiar a expansão da geração de energia, o governo federal decidiu, na década de 90, abrir o setor elétrico ao capital privado. Em 2004 foram instituídos dois ambientes de contratação de energia: regulado (ACR) e livre (ACL). A entrada de nova oferta para atender ao primeiro foi estruturada pelo esquema de leilões com contratos de 15 a 30 anos. Já para o segundo, deveria ocorrer por meio de negociações bilaterais. Contudo, na prática, os consumidores livres não assinam contratos muito longos. Até 2010 o ACL foi suprido por energia existente e à medida que essa era transferida para os consumidores livres, o ACR contratava energia proveniente de novas usinas de geração para suprimento de sua demanda. Ocorre que a Lei 12.783/2013 canalizou toda a energia das concessões de geração renovadas ao mercado regulado, retirando, de imediato, parcela muito significativa da oferta do mercado livre e extinguindo-a gradativamente. O ACL se vê, então, obrigado a viabilizar a sua própria expansão sob pena de ser extinto. O objetivo é apresentar uma proposta para melhorar as condições de financiabilidade de projetos de geração de energia elétrica voltados ao ACL, a partir da ótica do financiador, utilizando a modelagem de *Project Finance*. A solução conceitual proposta passa pelo reconhecimento das especificidades desse mercado e definição de hipóteses críveis, conservadoras e razoáveis para estimar o fluxo de caixa para os anos sem contrato e de esquemas para garantir seu cumprimento. São apresentados exercícios numéricos usando dados reais do setor elétrico brasileiro confirmando que o racional aqui proposto pode melhorar significativamente a competitividade econômica dos projetos de geração para o ACL em relação ao estado atual. A análise dos resultados é baseada em um tripé de viabilidade: (i) de financiamento, cumprimento das exigências de ICSD; (ii) de investimento, custo do capital próprio, calculado pelo CAPM, menor que taxa interna de retorno do fluxo de caixa do acionista e (iii) comercial, em comparação aos preços atualmente negociados no mercado livre de energia.

Palavras-chave

BNDES; Contratação Rolante; Expansão da Oferta de Energia; Esquema de Garantias; Financiabilidade; Mercado Livre; *Project Finance*.

Abstract

Mota, Débora Nunes. Gomes, Leonardo Lima (Advisor). **The Free Market and the Energy Supply Expansion: A conceptual proposal for the fundability, from the perspective of the funder.** Rio de Janeiro, 2015. 175p. MSc Dissertation - Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The federal government, no longer able to finance the power generation expansion opened, in the 90's, the power sector to the private capital. In 2004, two power trading environments were instituted: the regulated (ACR) and the free (ACL). The power needs of the regulated market are to be supplied through auctions and 20-30 year-contracts. Power contractions in the free market, in turn, should occur through bilateral negotiations. However, in practice, free consumers do not sign very long contracts. Up to 2010, the Free Market was supplied by existing power and as this power was being transferred for the free consumers, in the Regulated Market new power plants were contracted to supply the demand. It turns out that Law 12.783/2013 directed all the power of renewed generation concessions to the regulated market, having removed, immediately a very significant portion of the free market supply and extinguishing it gradually. Then, the Free Market is now forced to structure its own expansion, or die.. The objective of this study is to present a proposal to improve the financiability of power generation projects in the ACL from the perspective of the funder, using the *Project Finance* modelling. The conceptual solution proposed hereto includes the recognition of the specificities of this market and definition of credible, conservative and reasonable hypotheses to estimate the cash flow for the years not yet negotiated, and schemes to ensure compliance with the contracts'covenants. Numerical exercises are presented, using realistic data from the Brazilian power sector, confirming that the rational proposed here might improve significantly the economic competitiveness of generation projects for the ACL. The analysis is based on a feasibility tripod: (i) financing, including compliance with the Debt Service Coverage Ratio requirements; (ii) investment, especially regarding the cost of capital, calculated by CAPM, that should be lower than the shareholder's internal rate of return and (iii) prices currently negotiated in the free energy market.

Keywords

BNDES; Rolling Contract Scheme; Energy Supply Expansion; Guarantees Scheme; Fundability; Free Market; *Project Finance*.

Sumário

1. O Problema	19
1.1. Introdução	19
1.2. Objetivo Final	23
1.3. Objetivos Intermediários	23
1.4. Delimitação do Estudo	24
1.5. Organização do trabalho	25
2. Referencial Teórico: Modelagens de Financiamentos e Garantias, estimativa do custo de capital próprio e análise de investimentos	27
2.1. Decisão de Investimento: Avaliação de Projetos	27
2.1.1. Método de Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado	28
2.1.2. Custo do Capital Próprio	30
2.1.3. Métricas de análise de investimento	37
2.2. Decisão de Financiamento: Principais modelagens de financiamento no Setor Elétrico Brasileiro	38
2.2.1. Corporate Finance	39
2.2.2. Project Finance	41
2.2.3. Sistema de Garantias	55
3. Risco O Setor Elétrico Brasileiro e o desenvolvimento do Mercado Livre de Energia: Visão Geral do Setor	58
3.1. As Reformas do Setor Elétrico Brasileiro e a Situação Atual do Novo Modelo Instituído em 2004	58
3.1.1. Ambientes de Contratação Regulado e Livre	63
3.1.2. Benefícios de um consumidor participar do Ambiente de Contratação Livre	65
3.1.3. A atual crise do Setor Elétrico brasileiro	69
4. Financiabilidade da Expansão da Oferta no Setor Elétrico Brasileiro: Proposta de Plano de Ação	73
4.1. Fundamentos dos mercados de eletricidade	74
4.1.1. O desafio da financiabilidade da geração	74
4.2. Situação atual da financiabilidade de geração no SEB	75
4.2.1. Financiabilidade da expansão pelo ACL	78
4.3. Principal desafio: BNDES e <i>project financing</i>	79
4.3.1. Papel do BNDES no financiamento do SEB	79
4.3.2. Financiamento BNDES e garantias	80
4.3.3. O BNDES e o ACL	80
4.4. Criando uma proposta baseada em compromissos sucessivos garantidos por contratos e robusto esquema de garantias	83
4.5. Resumo da proposta	84
4.6. Vantagens do esquema proposto	87
5. Estudo de Caso: Modelagem de financiamento de um projeto de PCH utilizando o esquema proposto	89

5.1. Estimativa do Custo do Capital Próprio (K_e)	92
5.1.1. Taxa livre de risco	93
5.1.2. Prêmio de Risco de Mercado	93
5.1.3. Beta	94
5.1.4. Prêmio de Risco País	95
5.1.5. Estimativa do Custo de Capital Próprio	97
5.2. Modelo econômico-financeiro	98
5.2.1. Premissas do modelo econômico-financeiro e sua análise	98
5.3. Curva Forward de preços a serem considerados nos anos sem contrato	102
5.3.1. Preços de Curto Prazo	103
5.3.2. Preços de Médio Prazo	103
5.3.3. Preços de Longo Prazo	116
5.4. Estudos de Caso: Modelagem de Financiamento de um projeto de PCH – Análise dos Resultados	120
5.4.1. Características do Projeto	122
5.4.2. Estudos de Caso: análises e resultados	127
6. Conclusão	166
6.1. Sugestões e recomendações para novas pesquisas	168
7. Bibliografia	169

Lista de tabelas

Tabela 1: Etapas de cálculo do Fluxo de Caixa Livre da Firma, adaptada de [23].	29
Tabela 2: Etapas de cálculo do Fluxo de Caixa Livre do Acionista, adaptado de [25].	30
Tabela 3: Modelo econômico-financeiro para cálculo do retorno do Fluxo de Caixa do Acionista. Elaboração da autora.	101
Tabela 4: Demonstração do Resultado do Exercício (DRE). Elaboração da autora.	102
Tabela 5: Projeção do consumo de energia elétrica até 2024. Fonte: [36].	105
Tabela 6: Cálculo do <i>breakeven</i> entre ACR e ACL de um consumidor incentivado. Fonte: Elaboração da autora.	114
Tabela 7: Estimativa da expansão da oferta de energia; Fonte: [35].	118
Tabela 8: Ponderação dos leilões anuais para cálculo do CME. Fonte: [35].	118
Tabela 9: Características da PCH em estudo.	123
Tabela 10: Premissas dos Custos de Construção.	124
Tabela 11: Características Macro da avaliação econômico-financeira.	124
Tabela 12: Variação percentual anual do IPCA. Fonte: de 2015 a 2019, [4] e para período posterior, [3]	125
Tabela 13: Preços utilizados para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.	128
Tabela 14: Premissas do contrato de venda de energia firmado pela PCH - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.	129
Tabela 15: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.	130

Tabela 16: Custos incorridos durante a construção da PCH - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.	131
Tabela 17: Usos e Fontes - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.	131
Tabela 18: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora	132
Tabela 19: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora	132
Tabela 20: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora	134
Tabela 21: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.	134
Tabela 22: Custos incorridos durante a construção da PCH - Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.	135
Tabela 23: Usos e Fontes - Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora	136
Tabela 24: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.	136
Tabela 25: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.	137

Tabela 26: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista – Visão do BNDES – Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.	137
Tabela 27: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.	139
Tabela 28: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão do BNDES). Elaboração da autora.	140
Tabela 29: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão do BNDES). Elaboração da autora.	141
Tabela 30: Custos incorridos durante a construção da PCH – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento. Elaboração da autora.	142
Tabela 31: Usos e Fontes – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (visão do BNDES). Elaboração da autora.	142
Tabela 32: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (visão do BNDES). Elaboração da autora.	143
Tabela 33: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre <i>break even</i> do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	144
Tabela 34: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre <i>break even</i> do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	145

Tabela 35: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre break even do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	145
Tabela 36: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão do BNDES). Elaboração da autora.	146
Tabela 37: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre break even do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	147
Tabela 38: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.	149
Tabela 39: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão do BNDES). Elaboração da autora.	149
Tabela 40: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão do BNDES). Elaboração da autora.	150
Tabela 41: Custos incorridos durante a construção da PCH – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento. Elaboração da autora.	151
Tabela 42: Usos e Fontes – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (visão do BNDES). Elaboração da autora.	151
Tabela 43: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (visão do BNDES). Elaboração da autora.	152

Tabela 44: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre break even do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	153
Tabela 45: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre <i>break even</i> do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	154
Tabela 46: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão do BNDES). Elaboração da autora.	155
Tabela 47: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre break even do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	155
Tabela 48: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.	157
Tabela 49: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora	158
Tabela 50: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.	159
Tabela 51: Custos incorridos durante a construção da PCH – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.	159
Tabela 52: Usos e Fontes – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.	160

Tabela 53: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.	160
Tabela 54: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre <i>break even</i> do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	161
Tabela 55: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre <i>break even</i> do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	162
Tabela 56: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre <i>break even</i> do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	163
Tabela 57: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.	163
Tabela 58: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre <i>break even</i> do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.	164
Tabela 59: Resumo dos Casos 1, 2, 3, 4 e 5 e seus resultados. Elaboração da autora.	165

Lista de figuras

Figura 1: Estrutura básica de um <i>Project Finance</i> (adaptado de [54]).	48
Figura 2: Segmentos do Sistema Elétrico Brasileiro. Elaboração da autora.	63
Figura 3: Ambientes de Contratação Regulado e Ambiente de Contratação Livre. Elaboração da autora.	64
Figura 4: Limites para classificação do Consumidor. Elaboração da autora.	64
Figura 5: Economia Média ACR x ACL – Energia Convencional (Consumidor A2) - Fonte: [59]	68
Figura 6: Economia Média ACR x ACL – Energia Incentivada (Consumidor A4) - Fonte: [59]	68
Figura 7: Nível dos Reservatórios do Sistema Interligado Nacional. Fonte: Elaboração da autora a partir de dados do ONS, 2015.	69
Figura 8: Efeitos da Crise Energética 2013/2015 – Custos incorridos. Fonte: Elaboração da autora a partir de dados da ANEEL e CCEE (2014).	70
Figura 9: PLD Mensal – Sudeste – Fonte: Elaboração da autora.	82
Figura 10: PLD Médio Anual – Sudeste – Fonte: Elaboração da autora.	83
Figura 11: Funcionamento do esquema de cálculo da alavancagem no ano “A”. Elaboração da autora.	87
Figura 12: Esquema Proposto de Obrigações Sucessivas. Elaboração da autora.	87
Figura 13: Tripé utilizado na análise de cada caso. Elaboração da autora.	91
Figura 14: Evolução do índice EMBI+BR de 2000 a 2012. Fonte: [1].	96
Figura 15: Composição da Tarifa da Distribuidora. Elaboração da autora.	104
Figura 16: Cenário de Expansão da Oferta de Energia, Fonte: Elaboração da autora.	106

Figura 17: Fluxograma do Cálculo da Tarifa de Energia de uma Distribuidora. Adaptado de [6].	107
Figura 18: Balanço Contratual das Distribuidoras (média Brasil). Elaboração da autora.	110
Figura 19: Tarifa Média de Energia – Brasil (consumidores A4), sem Bandeira Tarifária. Elaboração da autora.	111
Figura 20: <i>Break even</i> A4 – Azul – Com bandeira tarifária. Elaboração da autora.	115
Figura 21 – <i>Break even</i> A4 – Azul – Sem bandeira tarifária. Elaboração da autora.	116
Figura 22: Custos de energia calculados por fonte. Fonte: [35].	119
Figura 23: Evolução anual do CME. Fonte: [35].	120
Figura 24: Evolução da Taxa Selic de abril/2014 a março/2015. Fonte: [20].	125

Siglas usadas

ACL:	Ambiente de Contratação Livre
ACR:	Ambiente de Contratação Regulado
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR:	Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CME:	Custo Marginal de Expansão
CMO:	Custo Marginal de Operação
CNPE:	Conselho Nacional de Política Energética
FCFE:	Fluxo de Caixa Livre do Acionista
GF:	Garantia Física
MME:	Ministério de Minas e Energia
MRE:	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS:	Operador Nacional do Sistema
PCH:	Pequena Central Hidroelétrica
PLD:	Preço de Liquidação de Diferenças
PMO:	Plano Mensal de Operação
SEB:	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN:	Sistema Interligado Nacional
TIR:	Taxa Interna de Retorno
VPL:	Valor Presente Líquido

1

O Problema

1.1

Introdução

Não tendo mais condições de financiar a expansão da geração, o governo federal decidiu, na década de 90, abrir o setor elétrico ao capital privado. Nas décadas de 1990 e 2000, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou, então, por duas profundas reformas e em 2004 foram instituídos dois ambientes de contratação de energia: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Considerando a contínua necessidade de expansão da oferta de energia em países emergentes, como o Brasil, pelo aumento de consumo advindo do aumento da renda da população, de programas governamentais de eletrificação e do desenvolvimento da indústria, o modelo do setor elétrico brasileiro foi estruturado pensando na viabilidade de se garantir esse aumento da geração de energia. [6].

A entrada de nova oferta para atender ao ACR foi estruturada pelo esquema de leilões com contratos de longuíssimo prazo. Já para o ACL, deveria ocorrer por meio de negociações bilaterais.

O esquema de leilões do Brasil visa garantir a expansão da oferta basicamente para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) por meio de condições que são muito favoráveis à financiabilidade da geração. Basicamente, há baixo risco na renda futura do projeto, haja vista os preços já estarem fixados por 15 a 30 anos indexados a índices de inflação.

Já a expansão do Ambiente de Contratação Livre (ACL) foi pensada para ocorrer de forma independente, por meio de negociações bilaterais de contratos entre geradores e consumidores. O maior desafio para os empreendedores que procuram investir em projetos de geração destinados ao ACL é a financiabilidade.

Se tudo ocorresse conforme o planejado, esses mecanismos garantiriam a entrada de nova capacidade para atender tanto o ACR quanto o ACL. Ocorre que, em relação à compra de energia em cada um dos ambientes (ACR e ACL) muitas são as diferenças, como:

- (i) Contraparte compradora, enquanto no ACR a contraparte dos contratos são as distribuidoras de energia, no ACL as contrapartes são os grandes consumidores finais ou comercializadoras.
- (ii) Preço, uma vez que no ACL são negociados bilateralmente entre consumidor e fornecedor e no ACR a distribuidora é quem compra a energia dos fornecedores e entrega ao consumidor por uma tarifa regulada por meio da qual repassa todo seu custo na aquisição;
- (iii) Volume, no ACL o consumidor define um volume mensal (que pode ser o mesmo por parte ou todo o período do contrato) e condições de entrega como flexibilidades mensais, sazonalizações anuais de acordo com a produção e etc., no ACR se paga o que se consome; e
- (iv) Prazo de duração dos contratos.

A questão do prazo é a diferença mais relevante entre os contratos de compra e venda de energia firmados no mercado livre e no regulado no que tange à financiabilidade da expansão da oferta. Enquanto no ACR as concessionárias de distribuição firmam, por meio de leilões, CCEARs (Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado) com duração de 15 a 30 anos, os consumidores no ACL, em geral, não celebram contratos bilaterais tão longos, pois buscam o equilíbrio de uma contratação longa o suficiente para se protegerem da alta volatilidade dos preços de curto prazo, mas curta o bastante para mitigarem o risco da inflação, uma vez que são indexados a IPCA ou IGPM. Além de aproveitarem condições conjunturais do mercado buscando elevar seus ganhos.

Assim, na prática, consumidores livres, em geral não assinam contratos com duração muito extensa, que permitam garantir um fluxo de caixa futuro longo e previsível o suficiente para que, com as atuais condições de financiamento do BNDES, esse projeto seja viável. Essa falta de contratos de longo prazo introduz, então, incerteza ao financiamento, levando o financiador a atuar com hipóteses muito conservadoras para valorar o (incerto) fluxo de caixa futuro do projeto, penalizando-o. Essa é exatamente a situação do BNDES: as receitas dos anos sem contratos são valoradas ao limite inferior do PLD. Esse limite, conhecido como piso do PLD, é atualizado anualmente e seu valor é divulgado pela ANEEL, para 2015 o limite mínimo era de R\$30,26/MWh, enquanto o limite máximo é de R\$388,48/MWh (Resolução Homologatória nº 1.832, de 25 de novembro de 2014).

Com isso a expansão de oferta de energia elétrica no âmbito do ACL ocorre majoritariamente por grandes grupos integrados (que possuem ativos de geração e uma comercializadora para negociar a energia proveniente dessas usinas), onde a comercializadora suporta os contratos de energia, alguns poucos lastreados por contratos com clientes livres, além de outros projetos menores *full equity*, mas insuficientes para atendimento sequer do crescimento vegetativo da demanda. O financiamento de projetos que visam negociação de sua produção exclusivamente no ACL acabar sendo viável apenas por meio da estrutura de *Corporate Finance* ou aporte integral dos acionistas representa uma barreira à entrada de novos agentes, prejudicando a oferta de energia nesse ambiente e, assim, o desenvolvimento do setor elétrico no país, um setor fundamental para o desenvolvimento de qualquer nação.

Diante disso, até 2010 o ACL foi suprido por energia existente e à medida que essa era transferida para os consumidores livres, passou-se a contratar no ACR novas usinas para suprimento de sua demanda. Ocorre que a Lei 12.783/2013 canalizou toda a energia das concessões de geração renovadas ao mercado regulado, retirando, de imediato, parcela muito significativa da oferta do mercado livre e extinguindo-a gradativamente. O ACL se vê, então, obrigado a viabilizar a sua própria expansão sob pena de ser extinto.

Em paralelo, a atual crise que se instaurou no setor elétrico demonstra a necessidade de aperfeiçoamento do modelo atual. Isso, porque grande parte da crise é função do atraso das obras de transmissão e geração, onde um pequeno número de projetos responsáveis por grandes volumes de energia (AHE Santo Antônio, AHE Jirau, AHE Teles Pires), enfrentam cada vez mais dificuldades na sua implementação e cujos atrasos e aumentos de custos impactam fortemente a oferta e as tarifas das distribuidoras. Diante disso, torna-se cada vez mais evidente a relevância de intensificar os incentivos ao desenvolvimento das fontes alternativas (Pequenas Centrais Hidroelétricas, eólicas, solares e usinas a biomassa com Potência Injetada menor ou igual a 30 MW), de forma a pulverizar o desenvolvimento em vários pequenos projetos, reduzindo o risco de atrasos de grandes blocos de energia, bem como o seu impacto financeiro.

Adicionalmente, deve ser considerada também a redução do risco de construção desses pequenos empreendimentos incentivados, por enfrentarem muito menos desafios socioambientais o que também permite seu

desenvolvimento no curto prazo. A questão do risco de as novas linhas de transmissão, para ligação das usinas aos centros de consumo, atrasarem também é bastante relevante. A usina hidroelétrica de Teles Pires de 1.820 MW de capacidade instalada, por exemplo, teve suas obras finalizadas no início de 2015, no entanto ainda não está em operação pois a linha de transmissão da usina está com entrega prevista para abril de 2016. No caso das usinas de fontes incentivadas, esse risco é minimizado pelo fato de serem instaladas mais próximas da carga, sem requerer altos investimentos em transmissão.

Todo o exposto demonstra as vantagens de se incentivar um desenvolvimento cada vez mais intenso das fontes alternativas de energia elétrica. Nesse contexto, vale ressaltar ainda que esse tipo de empreendimento (fontes alternativas) é bem mais versátil na forma de colocação de sua energia no mercado, podendo essa ser realizada por meio de leilões no ACR ou contratos bilaterais no ACL. A opção pelo ACL traz de imediato dois grandes benefícios ao sistema, o de desonerar o ACR do ônus de ser o responsável único e exclusivo pela expansão da oferta, e o de permitir a sustentabilidade e a expansão do mercado livre com o aumento da oferta, fator importante para sua preservação e para redução de preços.

É necessário, portanto, que sejam criadas alternativas para que o mercado livre possa participar mais ativamente da expansão do setor e essas alternativas devem passar por financiamentos por meio de estrutura *Project Finance*, uma vez que são projetos intensivos em capital, exigindo altas inversões de dinheiro [68]. Dentre outras vantagens, essa modelagem de financiamento permite o investimento em um ou mais projetos concomitantemente. Além disso, essa modelagem de financiamento reduz a barreira de entrada a novos investidores interessados no desenvolvimento de projetos de geração de energia alternativa.

A financiabilidade da necessária expansão da oferta de energia é uma questão bastante relevante nos dias atuais e os agentes do mercado de energia já tem se movimentado buscando estudos que a tenham como objeto.

1.2

Objetivo Final

O objetivo deste trabalho consiste em discutir mecanismos de financiamento e garantias para projetos de geração incentivada, voltados para o atendimento da demanda no ambiente de contratação livre, contribuindo assim para a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil e possibilitando, seguindo a tendência mundial, a expansão do mercado livre brasileiro.

As reformas ocorridas no setor elétrico brasileiro, ao longo das últimas décadas, levaram à inclusão de um novo agente ativo, o consumidor livre, o qual possui capacidade de resposta às condições de mercado por meio da competição [73]. A competição nos mercados de energia, principal característica dos novos modelos que tem sido implementados mundialmente, busca a gestão ótima dos recursos existentes e futuros visando benefício de todos os consumidores e setores da economia [43].

As ações propostas neste trabalho visam oferecer uma solução conceitual ao desafio de financiabilidade da geração pelo Ambiente de Contratação Livre, reconhecendo a particularidade do setor elétrico brasileiro, notadamente um setor em contínuo crescimento de demanda, e conseqüentemente de necessidade de expansão da oferta, atrelada à necessidade de preços de energia mais competitivos.

Esta dissertação estará centrada em exemplos com Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), contudo as ideias aqui apresentadas podem ser facilmente estendidas para financiamento das demais fontes alternativas de energia, como usinas a biomassa e eólicas.

1.3

Objetivos Intermediários

Esta dissertação possui vários objetivos intermediários. Para entender a solução conceitual aqui proposta para melhoria da financiabilidade da expansão da oferta de energia pelo ACL no Brasil, é preciso primeiramente compreender a importância da expansão da oferta em um país em desenvolvimento como o Brasil, o “arcabouço” regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, a estruturação

inicialmente elaboradora para expansão da geração por cada ambiente de contratação (ACR e ACL) quando da instituição do novo modelo setorial em 2004 e, principalmente, os benefícios do mercado livre.

Um dos objetivos intermediários deste trabalho é demonstrar que existem metodologias disponíveis, baseadas em dados públicos e auditáveis que permitem fazer projeções de curto, médio e longo prazo para os preços do mercado livre de energia, de forma a propiciar ao BNDES o devido conforto na análise dos projetos de novos empreendimentos direcionados para o ACL.

Este trabalho apresenta, ainda, um referencial teórico sobre o conceito de *Project Finance*, estimativa do custo de capital próprio pelo modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) e índices utilizados na avaliação de investimentos (Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno). As condições atuais de financiamento do BNDES também foram expostas como forma de comparação com as condições aqui propostas, para compreensão dos resultados dos estudos. Nessa dissertação busca-se ainda detalhar metodologia de projeção de preços de venda no ACL com base em um percentual de desconto sobre as tarifas das distribuidoras.

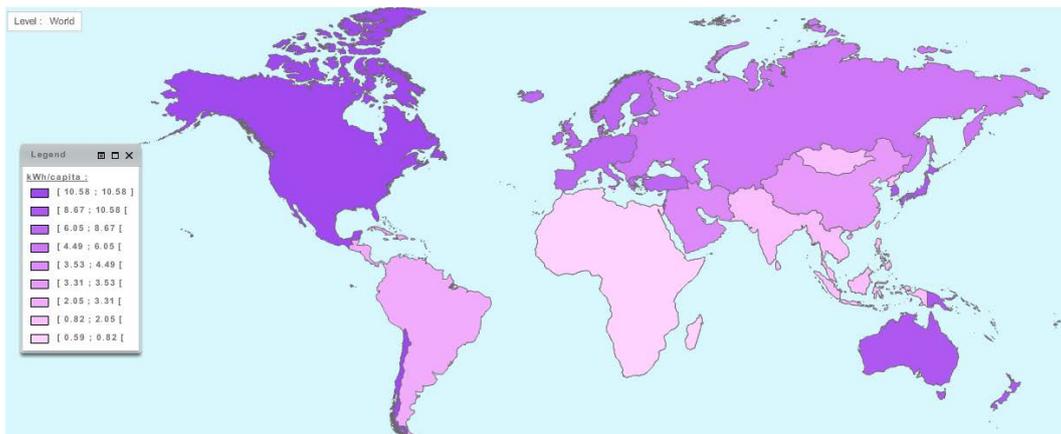
Por fim, este trabalho aplica o referencial teórico de modelagem de financiamento e avaliação de investimentos apresentado para discutir uma proposta conceitual objetivando a viabilização da expansão da oferta de energia pelo ACL por meio da melhoria da financiabilidade de fontes incentivadas de energia.

1.4

Delimitação do Estudo

Este trabalho não tem como objetivo descrever em detalhes o funcionamento do mercado elétrico brasileiro, assim como analisar os leilões de energia, discutir aspectos tributários, legais ou apresentar uma revisão das alterações regulatórias que tem ocorrido no setor elétrico brasileiro. Não é objeto desse estudo, ainda, sugerir um modelo de mercado organizado para o setor elétrico brasileiro. Essa dissertação tampouco visa discutir modelos de avaliação de empresas ou de estimativa do custo do capital próprio.

Como a busca pelo desenvolvimento de fontes limpas de energia tem motivado a expansão de geração por fontes renováveis de energia em todo o planeta e no Brasil, Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs), usinas eólicas e Cogerações a biomassa de cana-de-açúcar vem, nos últimos anos, se mostrando como alternativas atrativas. Esse estudo se delimitará a estudar casos com empreendimentos incentivados (usinas renováveis com injeção na rede de até 30 MW), mais especificamente pequenas centrais hidroelétricas.



1.5

Organização do trabalho

Como forma de facilitar a compreensão deste estudo, o presente trabalho está organizado da seguinte maneira:

O capítulo 2 apresenta um referencial teórico sobre modelagens de financiamento, estimativa de custo de capital próprio e índices para avaliação de investimentos.

Em seguida, o capítulo 3 apresenta brevemente alguns fatos históricos, além de conceitos e aspectos regulatórios do atual modelo do setor elétrico brasileiro, relevantes para a compreensão dos desafios aqui tratados. Serão ainda, brevemente apresentados análise do consumo de energia elétrica brasileiro e sua relação com desenvolvimento econômico do país; avaliação da necessidade da expansão da oferta e os benefícios oriundos do Ambiente de Contratação Livre para geradores e consumidores de energia.

O capítulo 4, por sua vez, apresenta uma proposta de solução conceitual para a questão da financiabilidade da expansão da matriz elétrica pelo mercado

livre que passa por um esquema de compromissos sucessivos de contratação, e um robusto sistema de garantias executadas caso o empreendedor não firme novas contratações.

Já no capítulo 5, encontra-se as premissas e etapas dos estudos de caso realizados e os resultados de diversas análises, tanto sob a ótica do financiador quanto do investidor, relacionadas à financiabilidade de usinas incentivadas nas condições atuais impostas pelo BNDES em comparação com essa financiabilidade considerando a solução conceitual proposta. São apresentados, ainda, estudos casos com o objetivo de comparar as atuais condições e exigências para esse tipo de financiamento com a solução conceitual aqui proposta. Cada caso será avaliado a partir de um tripé de forma que o projeto satisfaça condições de viabilidade de investimento ($K_e > TIR$ do FCFE); viabilidade de financiamento (satisfazer o ICSD exigido pelo BNDES) e viabilidade econômica (preço de venda da energia deve ser compatível com o praticado no mercado livre). Diante disso,

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões finais desse estudo e sugestões para pesquisas posteriores.

2

Referencial Teórico: Modelagens de Financiamentos e Garantias, estimativa do custo de capital próprio e análise de investimentos

Esse capítulo visa contextualizar os principais aspectos de financiamentos de projetos de infraestrutura, mais especificamente energia, no Brasil de maneira conceitual. São apresentadas as definições das principais modelagens para obtenção de recursos por meio de capital de terceiros e os tipos básicos de sistemas de garantias, que definem o modelo de financiamento. Este capítulo possui, ainda, objetivo de apresentar conceitos relacionados à estimativa do custo de capital próprio de um projeto e contextualizar alguns dos parâmetros mais utilizados em análises de decisão de investimento de capital.

2.1

Decisão de Investimento: Avaliação de Projetos

Para que um investidor decida aportar recursos em um novo projeto, é preciso que esse lhe ofereça retorno mais atrativo que as demais alternativas de investimento existentes no mercado. Para tanto, é necessário avaliar o projeto e calcular o custo do capital próprio, para posteriormente compará-lo com o retorno esperado do investimento.

[1] pondera que há dois fatores que definem a remuneração total ao capital: a base de capital e a taxa de rentabilidade aplicada, que pode ser definida como o custo de oportunidade dos recursos. Questões relacionadas à mensuração, gestão e compensação de risco devem ser a base da tomada de decisões de investimento, pois definem o retorno esperado de um investimento.

Diante disso, pode-se segregar a avaliação de um projeto pelo método de análise de fluxo de caixa descontado se divide em duas importantes etapas: (i) estimar fluxos de caixa do projeto ou fluxos de caixa do acionista e (ii) estimar uma taxa de desconto para calcular o valor presente de todos os fluxos de caixa futuros.

Nessa dissertação focar-se-á na etapa dois e, mais especificamente, na metodologia usada para se estimar o custo do capital próprio, o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Isso porque essa é a metodologia utilizada pelos órgãos oficiais do setor elétrico, como ANEEL e EPE para definição do custo de capital próprio a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas de forma que esse custo seja comparado com a TIR do Fluxo de Caixa do Acionista. A análise de viabilidade de investimento, nessa dissertação, tem como objetivo avaliar se a solução para tornar viável o financiamento de nova geração de energia aqui proposta inviabilizaria um projeto, do ponto de vista do investidor.

2.1.1

Método de Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado

De maneira bastante objetiva, [16] estabelece que o Método de Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado consiste em (i) se projetar o fluxo de caixa de toda a vida útil do projeto; (ii) se determinar uma taxa de desconto que reflita simultaneamente o valor do dinheiro no tempo, o custo de capital e o risco do projeto; (iii) se calcular o valor presente dos fluxos de caixa utilizando, então, a taxa de desconto definida e (iv) ao se retirar desse do valor de investimento inicial obtém-se o valor presente líquido (VPL) do projeto.

A metodologia dos fluxos de caixa descontados avalia, portanto, os fluxos de caixa futuros esperados, de projetos ou empresas, em comparação ao investimento inicial necessário e averigua se o valor do projeto para seus patrocinadores é maior que seu custo, isto é, se o valor presente líquido (VPL) de seus fluxos de caixa é positivo. A decisão quanto ao investimento virá sempre que o VPL for positivo, uma vez que o objetivo dos investidores é sempre criar valor [16].

Há duas abordagens para a avaliação por fluxo de caixa descontado, conforme classificação feita por [26] e [23], que diferem em termos das variáveis consideradas no cálculo do fluxo e da taxa utilizada para desconto a valor presente, o Fluxo de Caixa Livre da Empresa (*Free Cash Flow to Firm* – FCFF) e o Fluxo de Caixa Livre do Acionista, comumente conhecido pela sua denominação em inglês *Free Cash Flow to Equity* (FCFE).

Segundo [26] e [28], o FCFE representa o valor intrínseco de todas as operações de uma empresa, sendo o fluxo de caixa disponível para distribuição a todos os detentores de capitais investidos na empresa após realizados todos os investimentos necessários para sustentar as operações em curso. O FCFE é representado pela seguinte estrutura proposta por [23]:

Tabela 1: Etapas de cálculo do Fluxo de Caixa Livre da Firma, adaptada de Copeland [23].

EBIT (Lucro antes de juros, impostos e amortizações)
(-) Impostos sobre EBIT
<hr/>
= Lucro Líquido Operacional menos Impostos Ajustados
(+) Depreciação
<hr/>
= Fluxo de Caixa Bruto
(±) Δ Capital de Giro
(-) Investimento no Ativo Fixo
(±) Aumento Líquido de outros ativos
(-) Investimento Bruto
<hr/>
= Fluxo de Caixa Operacional Livre
(±) Fluxo de Caixa de Investimentos não Operacionais
(+) Receita de Juros após Impostos
(±) Títulos Negociáveis
<hr/>
= Fluxo de Caixa Livre disponível para investidores (FCFE)

Corroborando o mencionado anteriormente, [39] define como fundamento do método do Fluxo de Caixa Descontado a representação do valor de um projeto/empresa pelos benefícios futuros que serão produzidos, descontados a valor presente. Diante disso, a autora [39] pondera que uma taxa de desconto adequada deve, então, refletir os riscos inerentes ao fluxo estimado e no caso do FCFE essa é o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).

O FCFE, por sua vez, é o fluxo de caixa disponível a ser distribuído somente aos acionistas, ou seja, é o Fluxo de Caixa Livre da Empresa descontado o pagamento de juros líquido após impostos, pagamento da dívida e novas captações de dívidas [28]. Assim, a taxa de desconto utilizada deve ser o custo do capital próprio (K_e) e o FCFE pode ser obtido por meio dos seguintes cálculos, adaptados de [25]:

Tabela 2: Etapas de cálculo do Fluxo de Caixa Livre do Acionista, adaptado de [25].

Forma Indireta	
EBITDA (Lucro antes de juros, impostos e amortizações)	
(-) Impostos sobre EBITDA	
<hr/>	
= Lucro Líquido Operacional menos Impostos Ajustados	
(+) Depreciação	
<hr/>	
= Fluxo de Caixa Bruto	
(±) Δ Capital de Giro	
(-) Investimento no Ativo Fixo	
(±) Aumento Líquido de outros ativos	
(-) Investimento Bruto	
<hr/>	
= Fluxo de Caixa Operacional Livre	
(±) Fluxo de Caixa de Investimentos não Operacionais	
(+) Receita de Juros após Impostos	
(±) Títulos Negociáveis	
<hr/>	
= Fluxo de Caixa Livre disponível para investidores (FCFF)	
(-) Pagamento de juros após impostos	
(-) Pagamento do principal da dívida	
(+) Novas captações de dívidas	
<hr/>	
= Fluxo de Caixa Livre do Acionista (FCFE)	
<hr/>	
Forma Direta	
Lucro Líquido	
(+) Depreciação	
(-) Δ Capital de Giro	
(-) Investimento no Ativo Fixo	
(-) Pagamento do Principal da Dívida	
(+) Novas Captações de dívidas	
<hr/>	
= Fluxo de Caixa Livre do Acionista (FCFE)	

2.1.2

Custo do Capital Próprio

O custo de oportunidade do capital próprio, ou custo do capital próprio, é, segundo [61] o retorno, sobre os recursos investidos no projeto/empresa, esperado pelos acionistas em comparação às demais alternativas do mercado. Assim, esse retorno deve considerar os riscos do projeto/empresa comparados aos das alternativas de investimento existentes.

Na vasta literatura sobre o tema, há consenso acerca da afirmativa de [61] de que o retorno esperado de um ativo dever ser proporcional a seu risco, uma vez

que os investidores assumirão riscos adicionais apenas se houver uma conveniente compensação.

Entre os diversos modelos utilizados, conforme colocado por [5] o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) proposto dentre outros autores por [66] foi o marco inicial do processo de se estimar o custo do capital próprio. [23], [27] e [61] utilizam o CAPM para relacionar risco e retorno. Conforme mostra [18], esse é o modelo para estimativa do custo do capital próprio mais utilizado em mercados financeiros mais desenvolvidos (como nos Estados Unidos, por exemplo).

Para os investidores no mercado financeiro decisões referentes à alocação de recursos são encaradas em uma mentalidade de risco-retorno, isto é, decisões que envolvem um maior nível de risco só são aceitáveis se proporcionarem maiores retornos. Essa relação risco-retorno teve papel bastante relevante como base para as pesquisas que resultaram na estruturação do CAPM. A base da teoria moderna de gerenciamento de portfólios tem Harry Markowitz como um dos seus fundadores. Na teoria de portfólio proposta por [46], os investidores podem reduzir seu risco, que seria a dispersão dos retornos em relação à média (ou seja, seu desvio padrão), por meio da diversificação ou balanceamento de carteiras, combinando ativos que apresentam baixa correlação. Dessa maneira, o investidor tem duas estratégias possíveis: (i) manter constante o retorno médio esperado, enquanto riscos menores são assumidos; ou (ii) atingir retornos médios maiores, mantendo-se constante o nível de risco [69].

O CAPM propõe uma formulação que desmembra o risco de um ativo em duas parcelas: (i) uma referente apenas ao risco próprio inerente ao ativo e (ii) uma relacionada ao mercado como um todo, conhecida como risco sistemático¹ (mensurado pelo índice Beta - β) [21].

Esse modelo é, então, construído sobre a premissa de que a variância de retornos é a medida de risco apropriada, porém somente a fração de variação que é não diversificável² (risco de mercado) passa a ser relevante e, conseqüentemente, deve ser remunerada pelo mercado com retornos maiores, ou seja, é possível eliminar parte do risco em qualquer ativo (risco próprio) por meio da diversificação [1]. Com base nas proposições da fronteira eficiente de [46], a formulação desenvolvida por [66] considera que, para um mercado em equilíbrio,

¹ Risco sistemático (ou sistêmico) é o risco não diversificável.

² Risco impossível de ser evitado

a precificação de um ativo é referente a seu risco sistemático³, de maneira que, em um mercado eficiente e com carteiras otimizadas, um investidor atinge maiores retornos quanto maior for sua disposição a se expor ao risco sistemático [69]. O CAPM assume que o prêmio de risco de uma ação é proporcional ao seu coeficiente Beta (β) [1].

Dessa maneira, segundo [62], o modelo CAPM mostra que o retorno esperado de um ativo é função linear de três componentes descritos por [39] como segue:

1. **Ativo livre de risco**, representado pela taxa livre de risco, R_f , retorno exigido sem risco assumido;
2. **Nível de risco sistemático do ativo**, medido pelo β , que representa o nível de risco sistemático presente em um ativo; e
3. **Prêmio de risco da carteira de mercado em relação ao ativo livre de risco**, medida pelo prêmio por risco de mercado, $[E(R_m) - R_f]$, ou seja, é a recompensa do mercado por assumir-se um risco sistemático.

O modelo, que mostra a relação entre o retorno do ativo e seu risco sistemático, pode ser descrito pela equação de [67], a qual segue:

$$k_e = r_f + \beta(E[r_m] - r_f) + r_b \quad (\text{Eq. 2.1})$$

Onde:

k_e é o custo de oportunidade do capital próprio

r_f é a taxa de retorno de um ativo livre de risco

β_i é o coeficiente do risco sistemático da ação/indústria sob análise

r_m é a taxa de retorno esperada de uma carteira diversificada;

$r_m - r_f$ é o prêmio de risco de mercado;

r_b é o risco país⁴

³ Risco sistêmico ou risco sistemático é o risco não diversificável.

⁴ Soma-se o risco país, pois a referência do CAPM é o mercado americano.

2.1.2.1

Taxa Livre de Risco (R_f)

[66] define a taxa livre de risco de maneira simples e direta como “(...) o preço do tempo, ou taxa pura de juros”. [1] corrobora com essa definição a trazendo-a de forma mais elaborada como ”a taxa livre de risco é a remuneração referente ao custo do tempo, isto é, a remuneração exigida pelo investidor por abrir mão da liquidez corrente em troca de liquidez futura”.

[69] traz, então, a visão crítica de [9] de que a maior restrição do CAPM seria considerar como uma das bases desse modelo de precificação a existência de um ativo livre de risco na economia e a possibilidade de se efetuar transações financeiras a essa taxa. Em contrapartida, [69] apresenta uma solução proposta por [9] para aplicação do CAPM mesmo em mercados nos quais não exista um ativo livre de risco, que consiste na utilização do retorno de um portfólio de β igual a zero como aproximação da taxa livre de risco.

[45] corroboram com a proposta de [9] definindo, objetivamente, a taxa livre de risco, objetivamente, como o retorno de uma carteira de ativos que não tenha covariância com o mercado, o que seria representado no CAPM exatamente por um portfólio de β zero. No entanto, dada a complexidade de se estruturar tal carteira, esses autores sugerem que para se estimar a taxa livre de risco, se utilize título do governo (*bonds*) de longo prazo sem risco de *default* (inadimplência). Em [45] encontra-se ainda a ponderação de que embora esses títulos não sejam totalmente livres de risco, os títulos do governo de longo prazo nos Estados Unidos e na Europa Ocidental possuem Betas extremamente baixos.

2.1.2.2

Beta (β)

O coeficiente de risco sistemático β , de acordo com [63], é uma maneira de se medir o nível de risco sistemático de um determinado ativo em relação a um ativo com risco médio, definido pelos autores como aqueles de Beta igual a 1. A partir daí, conclui-se que quanto maior o beta de um ativo ou portfólio, maior é seu risco sistemático. Como o mercado de capitais remunera maiores riscos com maiores retornos, [63] concluem que quanto maior o Beta, maior o retorno

esperado. Eles enfatizam ainda que o retorno esperado de um ativo está relacionado unicamente com seu risco sistemático, já que o risco não sistemático é eliminado por meio da diversificação.

Estatisticamente, o β pode ser representado pela seguinte equação:

$$\beta = \frac{\text{Cov}(R_i, R_m)}{\text{var}(R_m)} \quad (\text{Eq. 2.2})$$

Onde:

R_m é o valor do retorno da carteira de mercado;

R_i é o valor do retorno do ativo i ;

$\text{Cov}(R_i, R_m)$ é a covariância entre R_i e R_m ;

$\text{Var}(R_m)$ é a variância do retorno da carteira de mercado.

O Beta de uma ação mede a sua tendência de variação em relação ao mercado como um todo. Dessa maneira, um Beta igual a 1 indica que esta ação tende a variar, tanto para cima como para baixo, na mesma proporção do mercado. Da mesma forma, ações com Beta menor que 1 tendem a apresentar menor variabilidade em relação aos movimentos do mercado, ou seja, menor risco e ações com Beta maior que 1, por sua vez, tendem a apresentar oscilações maiores que o mercado, tanto nas altas quanto nas quedas.

[27] sugere que, caso o ativo em avaliação tenha ações pouco líquidas ou se refira a empresas de capital fechado, se adote betas de empresas de capital aberto comparáveis em termos de risco de negócio e financeiro, com ações que negociadas frequentemente (com boa liquidez).

O coeficiente beta, quando multiplicado pelo prêmio de risco de mercado, representa o risco não diversificável, sendo esse formado pelo risco do negócio e pelo risco adicional decorrente do uso de capital de terceiros, conforme pontuado por [1]. O primeiro é não diversificável e refere-se ao grau de incerteza inerente à projeção do retorno sobre o ativo total. O segundo, por sua vez, é o risco que se agrega quando se alavanca financeiramente um projeto [1].

2.1.2.3

Prêmio de Risco de Mercado

O prêmio de risco de mercado avalia a diferença entre o retorno esperado no mercado acionário (ou investimento com risco) e o retorno de títulos livre de risco (ou investimento sem risco) (ANEEL 2014).

[45] observam que a mensuração do prêmio de risco de mercado é um a questão mais debatida na área de finanças. Os autores pontuam que o retorno esperado sobre um mercado não é exato e preciso e apresentam três abordagens básicas para estimativa desse prêmio, uma vez que não há um consenso geral sobre a melhor forma de mensurá-lo.

1. Por dados históricos: a partir da extrapolação de retornos históricos;
2. Por análise de regressão para relacionar as variáveis de mercado atuais com a projeção do prêmio de risco de mercado esperado
3. Por meio de engenharia reversa: partindo da avaliação do Fluxo de Caixa Descontado e das estimativas de retorno sobre investimento e taxa de crescimento, encontrar o custo de capital do mercado.

A maneira de se estimar o prêmio de risco do mercado utilizada com maior frequência é, segundo [8], uma média histórica que considere longos períodos e o S&P500⁵ é bastante utilizado para representar o mercado dos EUA. Para ações no mercado mundial é muito comum utilizar-se o World Index da Morgan Stanley Capital Internacional [8]. Ainda assim, é um método bastante questionado e não há consenso quanto ao período a ser utilizado nem ao método estatístico utilizado para cálculo da média.

Uma vez que o estudo aqui realizado não pretende apresentar uma discussão detalhada sobre este assunto, será utilizada a mesma metodologia empregada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na Nota Técnica nº 89/2014-SER/ANEEL (NT 89/2014), uma vez que o estudo dessa dissertação se concentra em usinas geradoras de energia elétrica no Brasil.

⁵ O Standard & Poor's 500 Index - S&P 500: “Índice composto por 500 empresas abertas em bolsa, escolhidas de acordo com tamanho de mercado, liquidez e setor da indústria, dentre outros fatores. O S&P 500 foi projetado para ser um dos principais indicadores das empresas americanas com ação em bolsa e tem como objetivo refletir as características de risco e retorno de um extenso universo de ações.” [44].

Partindo da perspectiva de [1], como forma de se estimar o prêmio de risco de mercado, deve-se subtrair, da taxa livre de risco, o retorno médio anual da série histórica dos retornos do portfólio do mercado de referência. No caso de se usar os Estados Unidos como mercado de referência, a NT 89/2014 sugere, como uma boa proxy de um portfólio de mercado, utilizar o S&P500.

[1] destaca que há dois aspectos a serem levados em consideração na estimativa do prêmio de risco de mercado, período de referência e técnica estatística de cálculo das médias. É ponderado por [1] que, em virtude da grande volatilidade do mercado acionário, alterações substanciais na percepção de risco do investidor podem ser causadas por um evento único (como, por exemplo, choque inflacionário) com brusco impacto na economia. Diante disso, [1] sugere a utilização de períodos de referência tanto mais longo quanto possível buscando eliminar anomalias pontuais decorrentes de determinados ciclos econômicos.

2.1.2.4

Risco País

Lidar com ativos financeiros significa que é possível diversificar o risco não sistemático, eliminando-o, por meio do investimento em um amplo portfólio de ativos e lidar com mercados desenvolvidos significa que eles são eficientes [56]. Essas duas condições não são, geralmente, encontradas em mercados emergentes, como é o caso do Brasil. [56] comenta que a diversificação, em mercados com pouca liquidez, é imperfeita. Diversificação imperfeita, por sua vez, gera risco idiossincrático, e o CAPM não foi tradicionalmente estruturado para lidar com essa condição.

O risco país é o risco adicional embutido no desenvolvimento de projetos em economias emergentes e instáveis e não em economias desenvolvidas, estáveis e de risco zero ou o mais próximo de zero possível [1].

O risco país, de acordo com [56], pode ser conceituado como um agregado de componentes do risco idiossincrático: (a) risco político; (b) risco social; (c) risco cambial; (d) risco de expropriação de bens privados por parte do governo; (e) riscos de conversibilidade ou transferência de divisas, decorrentes da possibilidade de controles de capitais serem subitamente estabelecidos pelo Estado soberano; (f) risco inflacionário e (g) risco soberano, o risco de crédito

associado a operações de crédito concedido a Estados soberanos.

Em suma, [1] pontua que qualquer fator que dificulte a integração dos mercados financeiros e tudo que impacte na capacidade de um país honrar seus compromissos internacionais deve ser captado pelo risco país. Diante disso, o objetivo de se considerar o fator risco país no CAPM é recompensar de certa forma os investidores por aplicarem em papéis com certo risco de *default*⁶. O prêmio de risco país é, geralmente, calculado como o *spread* entre *bonds* (títulos emitidos) do governo e *bonds* globais com semelhante valor, rendimento e prazo. Seguindo a métrica aplicada por [1], a partir da pressuposição de a taxa paga pelo governo norte-americano ser livre de risco (risco zero), os *T-bonds* americanos serão a base comparativa de cálculo do investidor.

2.1.3

Métricas de análise de investimento

Um investimento, para a empresa, é um desembolso feito visando gerar um fluxo de benefícios futuros, usualmente superior a um ano. A lógica subjacente é a de que somente se justificam sacrifícios presentes se houver perspectiva de recebimentos futuros [70].

As principais técnicas de análise de investimento que vêm sendo comumente utilizadas para isso, entre outras, são: (i) o Valor Presente Líquido e (ii) a Taxa Interna de Retorno – TIR.

2.1.3.1

Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) de um projeto é definido por [63] como o quanto o valor de mercado de um investimento excede o seu custo. [60] o descreve como a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa futuros e o valor gasto com investimentos. O VPL fornece para o investidor um valor monetário que reflete a geração de valor que o projeto trará a uma determinada taxa de juros.

A finalidade de se analisar o VPL de diferentes projetos é, segundo [64],

⁶ Não recebimento.

encontrar alternativas de investimentos que sejam mais atrativas financeiramente do que o custo de capital.

O VPL positivo mostra que o projeto é viável para uma determinada taxa de desconto esperada, enquanto que um valor negativo sugere que o investimento não é atrativo.

2.1.3.2

Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) de um investimento está intimamente ligada ao seu VPL, conforme colocado por [63], que a definiu como “o retorno exigido que resulta em um VPL zero quando é usada como taxa de desconto”. Em outras palavras, ela pode ser definida como a taxa de desconto para a qual o valor presente das entradas de caixa esperadas torna-se igual ao valor presente dos fluxos de saída [52].

De acordo com [57], “a TIR permite encontrar a remuneração do capital investido em valores percentuais”. Se a TIR for maior que o custo de capital, o projeto é viável economicamente.

Na presente dissertação, o pilar que trata da viabilidade de investimento será representado pela comparação entre o custo de capital próprio (K_e) e a taxa interna de retorno alavancada de cada caso (TIR do Fluxo de Caixa do Acionista ou TIR alavancada). A viabilidade de investimento dar-se-á nos casos em que a referida TIR superar o K_e , o que significa que o retorno do projeto é maior ou igual ao custo de oportunidade do investidor, o custo do capital próprio investido.

2.2

Decisão de Financiamento: Principais modelagens de financiamento no Setor Elétrico Brasileiro

A partir da análise comparativa entre o custo do capital próprio e a TIR do Fluxo de Caixa do Acionista é tomada a decisão quanto ao investimento em determinado projeto, conforme colocado por [64]. Posteriormente, é necessário

avaliar a viabilidade de financiamento do empreendimento⁷, incorporando-o como entidade jurídica separada (*Project Finance*) ou com base em sua carteira de ativos global (*Corporate Finance*). Por essência, opta-se pelo projeto que propiciar o menor custo de capital para os acionistas [64].

São duas as fontes de recursos para financiar projetos: Capital de terceiros – financiamento e Capital próprio. Na obtenção de recursos por meio de capital de terceiros, em geral, encontramos as seguintes modelagens: debêntures, empréstimos-ponte, *Corporate Finance* e *Project Finance*.

As debêntures são títulos emitidos por sociedade anônimas para obter recursos de médio e longo prazo, usualmente destinados a financiamento de projetos de investimentos ou alongamento do perfil do passivo. Elas dão ao seu detentor o direito de crédito contra a companhia emissora. Empréstimos-ponte, por sua vez, são muito utilizados nos projetos enquanto o financiamento de longo prazo é estruturado. As modalidades *Corporate Finance* e *Project Finance*, sobre as quais as pesquisas nesse estudo serão aprofundadas, serão mais detalhadas adiante.

2.2.1

Corporate Finance

O *Corporate Finance* é o financiamento direto convencional [64], no qual a análise da capacidade de pagamento para concessão do crédito, a avaliação de risco e a estruturação das garantias à operação recaem principalmente sobre a empresa, e não sobre o projeto, sendo essa sua característica fundamental. Assim, é uma modalidade de concessão de crédito que consiste na abordagem tradicional de análise, como avaliação do histórico, balanço patrimonial e reputação do tomador do crédito, e de instrumentos de garantia tradicionais como patrimônio, carta de fiança e outros ativos colocados à disposição pelos acionistas [14].

Segundo [7], os ativos do (s) novo (s) projeto (s) e seu financiamento são integrados ao balanço patrimonial da empresa-patrocinadora e os credores contam com a carteira total de ativos para a geração de fluxo de caixa para cobertura do

⁷ A decisão de investir pode ocorrer antes da estruturação do financiamento, mas também é possível que a disponibilidade de recursos e a estruturação do financiamento motivem a decisão de investir.

serviço da dívida. [64] complementa ressaltando que o principal foco do *Corporate Finance* é a saúde financeira do Grupo Econômico, apesar de uma análise do projeto quanto ao seu retorno para os patrocinadores também ser realizada.

Segundo [50], as garantias oferecidas a um financiamento na modalidade de *Corporate Finance* são reais (como hipoteca e caução de ações) e envolvem, ainda, o compromisso dos controladores da entidade jurídica e pode chegar até mesmo às pessoas físicas e seus familiares. Outros ativos pertencentes aos patrocinadores também são incorporados indiretamente como garantias e é criada, assim, uma rede interligada de garantias [50].

Grandes corporações não encontram dificuldades para financiar seus projetos de expansão com garantias aportadas pelos acionistas e/ou pelos ativos, porque, em geral: os projetos de expansão são pequenos em relação ao tamanho dos ativos em operação; as empresas possuem uma estrutura equilibrada em termos de relação dívida/patrimônio líquido; as empresas dispõem de um mercado diversificado, muitas vezes com grande volume de exportações, reduzindo o risco de uma crise sistêmica que possa comprometer sua credibilidade junto aos aportadores de capital; e as empresas são bem avaliadas (*investment grade*) pelas empresas de *rating* o que facilita o acesso ao mercado de capitais.

2.2.1.1

Vantagens do *Corporate Finance*

As principais vantagens apresentadas pela modalidade *Corporate Finance* são: (i) a concessão do financiamento pode ser mais rápida visto que, de maneira geral, toda a análise está baseada somente na empresa tomadora do empréstimo e (ii) os custos de intermediação podem ser reduzidos.

2.2.1.2

Desvantagens do *Corporate Finance*

Como maiores desvantagens tem-se (i) a redução da capacidade de endividamento adicional do acionista, uma vez que parte do fluxo de caixa é comprometida para honrar o financiamento em caso de inadimplência; (ii) a

concessão do crédito é altamente dependente do *rating* da empresa tomadora e (iii) os credores tem acesso ao patrimônio dos acionistas e/ou patrocinadores do empreendimento e, em caso de insucesso, pode ocorrer a contaminação de outros projetos rentáveis na carteira do acionista.

2.2.2

Project Finance

Conforme mencionado por [68], uma importante característica dos setores de infraestrutura (do setor elétrico em especial) e que os diferenciam da indústria é a necessidade de robustos investimentos iniciais de capital, uma demanda com baixa sensibilidade a variações de preço e a presença de capacidade ociosa. Em compensação, colocam os autores, esses setores apresentam margens operacionais mais altas, com maior previsibilidade e perenidade. [68] pontuam que o aumento considerável da alavancagem financeira quando da combinação das fontes de recursos para financiamento de projetos de infraestrutura por meio da modelagem de *Project Finance*, ocorre exatamente pela conjugação dessas características.

De forma bastante breve, *Project Finance* é uma modalidade de financiamento onde uma SPE é constituída para realizar um projeto. A dívida vinculada ao desenvolvimento do projeto não constitui um passivo do acionista, que sequer provém garantia para os financiadores. Os financiadores contam com a receita do projeto para garantir o serviço da dívida e, por fim, os financiadores detêm a penhora dos ativos (máquinas, equipamentos, instalações civis e terreno), a caução das ações da SPE e os direitos vinculados aos contratos (cessão de contratos).

De acordo com [41], um *Project Finance* pode ser conceituado como a captação de recursos para financiamento de um projeto de investimento de capital como unidade economicamente segregada, sem aporte ou com aporte limitado de recursos pela patrocinadora, na qual os financiadores enxergam, como fonte primária de recursos para atendimento ao serviço da dívida e fornecimento de retorno sobre o capital próprio investido, o fluxo de caixa do próprio projeto.

[54] definem a modalidade de financiamento por *Project Finance* como o financiamento de uma unidade econômica independente (SPE) no qual o fluxo de caixa e as receitas geradas pela mesma são para os financiadores, em um primeiro

momento, a fonte de recursos a partir da qual o empréstimo será amortizado enquanto os ativos da SPE são as garantias colaterais do empréstimo. Os autores salientam, ainda, que no *Project Finance* os credores exigem, muitas vezes, adicionalmente a constituição de garantias diretas ou indiretas, fornecidas pelo patrocinador ou por terceiro, que assegurem que a dívida seja paga, mesmo no pior caso.

Apesar das diferentes abordagens de cada autor acerca da modalidade de *Project Finance*, há um consenso a respeito da origem dos recursos levantados para o financiamento da entidade-projeto: o fluxo de caixa do próprio projeto como fonte principal de pagamento aos credores e de retorno aos acionistas, sendo os prazos de vencimento e os valores dos títulos firmados a partir das características do fluxo de caixa dos projetos [17]. Há, ainda, outras características em comum:

- Segregação de risco

Deve ser criada uma SPE (Sociedade de Propósito Específico) exclusiva para aquele projeto, de forma que ele seja econômica e legalmente segregado de seu patrocinador e economicamente viável. As ações da SPE são dadas em garantia para o financiamento. Assim, são avaliados, para fins de obtenção de recursos, os méritos do projeto de infraestrutura, e não a credibilidade ou qualidade do crédito dos patrocinadores e investidores principais [51].

- Grau de solidariedade entre a SPE e seu patrocinador

Em relação ao nível de comprometimento do patrocinador um *Project Finance* pode ser: (i) *non-recourse*, ou seja, nesse esquema as garantias dadas ao financiador são os ativos do próprio projeto e o fluxo de caixa esperado, sendo a única forma de o financiador reaver o montante do financiamento concedido por meio da receita auferida com o projeto; ou (ii) *limited recourse*, um sistema de garantias intermediário sendo um esquema misto de envolvimento do patrocinador e instrumentos de atenuação de riscos. Os recursos da entidade patrocinadora podem ser parcialmente acessados pelos credores por meio de cláusulas no contrato de financiamento que possibilitam e delimitam esse alcance [47].

No *Corporate Finance*, por sua vez, o sistema de garantias é o tradicional *full recourse* que requer garantias reais, além do comprometimento pessoal

dos controladores.

- Vida útil longa

Projetos de infraestrutura demandam elevado montante de recursos financeiros e longo período para maturação do investimento. Assim, é necessário, para viabilidade do projeto, longos prazos de amortização do financiamento e a maximização da alavancagem financeira, em geral em torno de 70% a 80% das despesas do projeto é financiada por meio de dívida. Esse comprometimento pode até chegar a mais de 90% [58].

O projeto deve ser capaz de gerar caixa durante todo o período de amortização para que se possa quitar o principal e os juros do financiamento e também remunerar o capital próprio investido.

- Estruturação complexa

[10] coloca que a estruturação de um *Project Finance* “requer uma cuidadosa engenharia financeira para alocar os riscos e retornos entre as partes envolvidas, exigindo uma complexa estrutura de acordos e contratos entre todas as partes”.

Diante da abordagem dos principais autores sobre o tema, conclui-se que a utilização da estrutura de *Project Finance* não é um meio de financiar projetos economicamente fracos que não possam ser financiados em estruturas convencionais [16].

Para Siffert et al (2009), a modalidade de *Project Finance* “é um mecanismo de estruturação das fontes de financiamento de um projeto em que os riscos de sua implantação e operação são diluídos entre os *stakeholders*, em vez de serem concentrados nos investidores”. Assim, segundo [58], atualmente, o objetivo quando se opta pela estruturação de um financiamento por *Project Finance* é a gestão dos riscos do projeto e não eventuais restrições de capital dos patrocinadores.

Estruturar um *Project Finance* exige, portanto, segundo [7], o emprego de instrumentos legais, comerciais e financeiros de mitigação de risco além de um controle sobre os fluxos financeiros, sendo as características da dívida e das ações do projeto estruturadas de acordo com os fluxos de caixa projetados.

2.2.2.1

Histórico

[58] comenta que o *Project Finance* vem sendo utilizado em projetos de grande escala nas áreas de petróleo e energia elétrica há bastante tempo e coloca que a disseminação do conceito básico dessa estrutura de financiamento tem uma de suas raízes na década de 1930 a partir da exploração de petróleo no Sudoeste norte-americano. De acordo com [58] os *wildcatters*⁸ sofriam restrições de capital e de capacidade de endividamento para desenvolvimento dos projetos de exploração de poços de petróleo. Buscando atender à necessidade dos *wildcatters*, os bancos desenvolveram empréstimos cuja amortização das parcelas era assegurada unicamente pelos fluxos de caixa projetados.

Outros financiamentos como o do *Trans Alaska Pipeline System* (TAPS) entre 1969 e 1977 e o financiamento de projetos e expansão de plataformas de exploração de petróleo e gás no Mar do Norte também são renomados exemplos de implementação do *Project Finance*. O vasto emprego da estrutura de *Project Finance* no setor de energia elétrica americano, foi impulsionado no final da década de 1970 com a aprovação do PURPA⁹ (*Public Utility Regulatory Policy Act*, ou Lei da Política de Regulamentação de Serviços Públicos) [41].

[64] observa que essa modelagem de financiamento já vem sendo utilizada em projetos de recursos naturais de larga escala como gasodutos, oleodutos, refinarias, usinas de geração de energia elétrica, minas etc. No século XIX iniciativas ousadas como o Canal de Suez e a Ferrovia Trans-Siberiana foram financiadas por meio do *Project Finance*.

Outros empreendimentos, já no século XX, como, o túnel sob o Canal da Mancha, o sistema de purificação e de fornecimento de água de Buenos Aires, o Eurodisneyland, projetos de trens de alta velocidade, instalações fabris e portos também se beneficiaram do uso dessa estrutura [64].

⁸ Recuperado em 12 ago., 2015, de <http://www.merriam-webster.com/dictionary/wildcatter>.

⁹ Entre outras medidas, a Lei PURPA (1978) visava reduzir o excesso de capacidade instalada das empresas elétricas, reduzir o valor das tarifas de eletricidade e estimular a entrada de produtores independentes de eletricidade com base em fontes energéticas renováveis. O princípio básico instituído foi o do custo evitado, de acordo com o qual os órgãos reguladores somente autorizariam a investimentos em novas usinas geradoras se o custo do empreendimento fosse inferior ao de aquisição de energia de produtores independentes, novos agentes setoriais, denominados *qualifying facilities* [2].

Segundo [14] as interessantes inovações relativas a essa modalidade de financiamento estão relacionadas com o emprego de cada vez mais arrojados arranjos financeiros e instrumentos mitigadores de risco, mas a lógica conceitual de estruturação do *Project Finance* em si já vem sendo utilizada pela humanidade há tempos.

2.2.2.2

***Project Finance* no Brasil**

A ampliação da participação Estatal na economia brasileira, mesmo que feita com investimentos privados vindos do exterior, teve seu fim na década de 70. Já nos anos 80, o Brasil, na direção contrária ao que ocorria no restante do mundo, vivenciou sua “década perdida”, após uma crise que começou com a falência operacional e financeira do Estado [13], consequência da incapacidade da sua em realizar investimentos. Após a década perdida, os esforços do governo visaram delinear um novo modelo de funcionamento da economia brasileira.

Conforme colocado por [24], a estrutura de *Project Finance* teve maior disseminação no Brasil apenas em meados da década de 90 com a grande reviravolta referente à atuação Estatal frente à economia, a necessidade de altos investimentos em infraestrutura após o início das reformas institucionais nesse setor com a privatização das empresas e a estabilidade econômica propiciada pela implantação do Plano Real [53]. Essa mudança na gestão levou a uma necessidade de busca por alternativas de novas modelagens de financiamento que permitissem a segregação e mitigação dos riscos dos projetos [40]. O *Project Finance* surgiu, então, como uma boa alternativa [11].

A partir daí o financiamento de diversos projetos dos setores de transportes, petróleo, energia elétrica e telecomunicações passou a fazer uso da estrutura de *Project Finance*.

No setor elétrico, objeto de estudo dessa dissertação, a instituição do marco regulatório do setor em 2004¹⁰ teve influência direta na robusta participação de

¹⁰ O marco regulatório de energia, implementado pela Lei 10.848 de 15.3.2004 e regulamentado

66% do modelo de *Project Finance* no total dos investimentos realizados pelo setor no período de 2004 a 2009 [40].

[14] colocam que como a estruturação de financiamentos por *Project Finance* é altamente dependente de um arranjo contratual complexo e delicado, essa modelagem acabou se disseminando com mais força em países cujo ambiente jurídico esteja muito entrelaçado nas relações contratuais como é o caso do sistema jurídico inglês e o norte-americano.

2.2.2.3

Estrutura Básica de um *Project Finance*

No *Corporate Finance* a responsabilidade pelo sucesso ou fracasso do projeto é apenas dos acionistas e, portanto, é também deles qualquer lucro ou prejuízo trazido pelo empreendimento. Credores, fornecedores e compradores não possuem qualquer responsabilidade ou perspectiva de ganho com o sucesso do projeto, uma vez que, caso o projeto seja um fracasso não sendo capaz de honrar com suas dívidas ou relações contratuais, será utilizado, em última instância, o recurso de execução das garantias fornecidas pelos acionistas.

Diferentemente, a modelagem de um *Project Finance* exige uma complexa engenharia financeira que compartilha as responsabilidades e riscos entre todas as partes envolvidas, visando isolar os riscos do projeto para que outros ativos do patrocinador não sejam afetados em eventual fracasso do projeto. Adicionalmente, busca-se alocar os riscos do projeto, entre o patrocinador e os diversos participantes, de acordo com os retornos esperados por cada um. Como consequência dessa distribuição dos riscos, os patrocinadores possuem retornos menores do que no financiamento tradicional.

A lógica dessa estrutura é que sendo os riscos e responsabilidades compartilhados pelos participantes e não concentrados nos acionistas do projeto, a

pelo Decreto 5.163 de 30.7.2004, cujos objetivos principais são: (i) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; (ii) promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente e (iii) promover a inserção social por intermédio da universalização da energia elétrica, trouxe um novo modelo para o setor, atraindo tanto o capital privado como o público, o que contribuiu para criar um ambiente institucional favorável à implantação de novos projetos com a estruturação financeira baseada no *Project Finance* [68].

taxa de retorno exigida pelas partes é também mais elevada, a não ser a dos acionistas que aceitam menor retorno, por encarar menor risco [16].

Assim, não há um padrão engessado para operações de *Project Finance*, sendo muito customizadas diante de variáveis como: setor econômico, quantidade de participantes, local de implantação, legislação tributária, grau de tecnologia envolvida, relacionamento com o governo local, dentre outras [47].

Diante do exposto, torna-se óbvio concluir que a estruturação de um *Project Finance* requer mais tempo e cautela, por ser mais complexa e onerosa do que uma estruturação de um financiamento convencional.

[54] buscaram desenhar uma estrutura básica do que seria um *Project Finance*, de forma a apresentar os participantes usuais e o relacionamento entre eles.

Com base nesse desenho, [12] define o desenho organizacional de um *Project Finance* como uma teia, onde a SPE - entidade jurídica que detém os ativos e passivos do projeto, delimitando com precisão o objeto do empreendimento, isolando o risco e o retorno de outras atividades dos patrocinadores - está localizada no centro de complexas relações jurídicas, unindo os diversos interessados no projeto. [24] coloca que a figura de um mecanismo de rodas dentadas seria mais apropriada uma vez que representam um modelo que funciona sob a condição de haver encaixe perfeito de todas as peças.

A figura abaixo é uma adaptação da estrutura inicial apresentada pelos autores [54] e por [12].

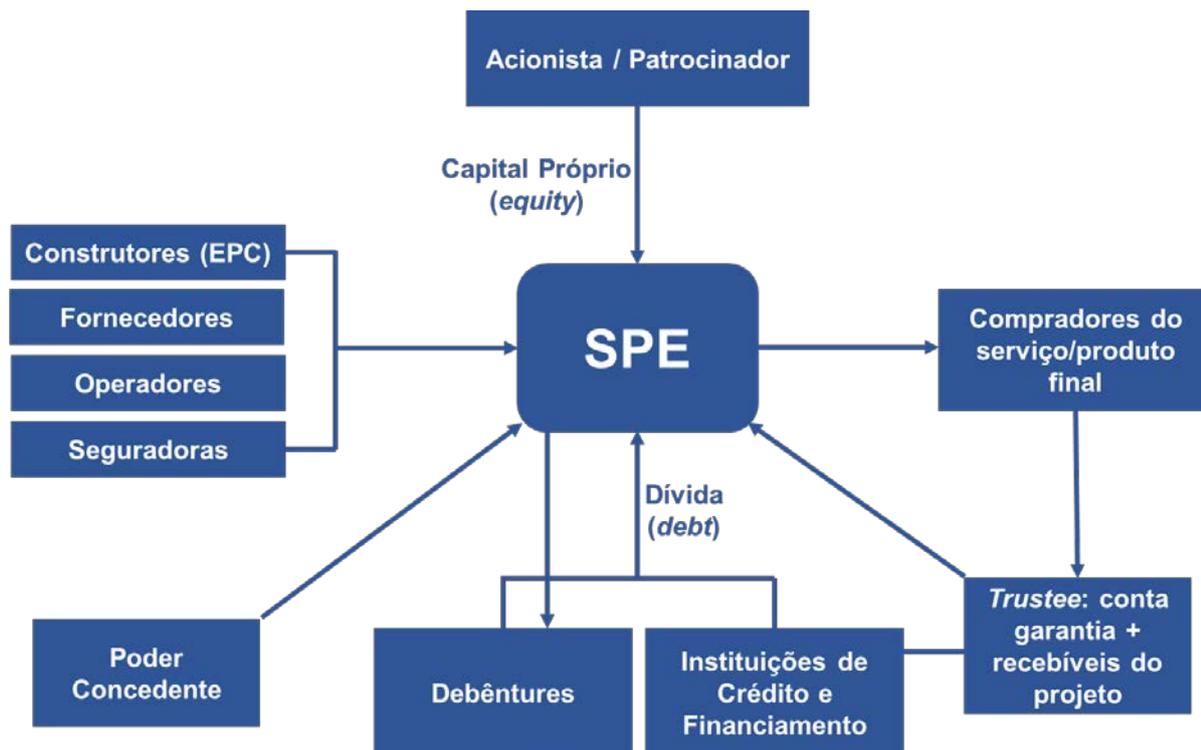


Figura 1: Estrutura básica de um *Project Finance* (adaptado de [54])

Conforme colocado por [7], observa-se, claramente, que um financiamento por *Project Finance* requer o envolvimento de diversas partes, cada qual assumindo determinadas responsabilidades do projeto. A relação contratual entre os participantes é o ponto focal dessa modalidade, uma vez que a alocação dos riscos é realizada por meios de contratos em substituição das garantias usuais. É necessário, portanto, um ambiente onde contratos sejam instrumentos confiáveis e exequíveis, pois neles baseiam-se todas as garantias e divisão de riscos e responsabilidades.

2.2.2.3.1

Principais Participantes

Conforme exposto, um arranjo de *Project Finance* exige a participação de grande quantidade de partes e o papel, responsabilidades, direitos e deveres, além da inter-relações entre si, devem ser muito bem amarrados por meio do arcabouço contratual. A seguir, é realizado um breve detalhamento sobre as partes envolvidas.

- **Sociedade de Propósito Específico – SPE (*borrower*)**

Sociedade legal e economicamente independente, com objeto social exclusivo, a gestão financeira dos contratos e implantação do projeto, e prazo determinado, até o término do projeto. É utilizada para que os ativos, direitos e obrigações do projeto, sejam totalmente separados dos demais ativos dos acionistas, o que propicia que a amortização da dívida seja limitada ao fluxo de caixa gerado pelo projeto [58]. Apesar de, juridicamente, ser uma sociedade como outra qualquer, sua gestão possui, por força dos contratos que a regem, uma série de limitadores, os chamados *Covenants*, cujo objetivo é salvaguardar o fluxo de caixa do projeto para pagamento do principal e juros aos financiadores [47].

- **Patrocinador (*sponsor*)**

O patrocinador é o idealizador do projeto e o participante principal, já que é o provedor de capital próprio à SPE, sendo responsável pelo desembolso inicial comumente por integralização de capital, mas pode ocorrer também por meio de dívida subordinada. Adicionalmente, arca com os principais riscos nas fases mais críticas, como na fase de construção com garantias como *performance bond* e seguro de engenharia.

- **Financiadores (*lenders*)**

São os credores, responsáveis por celebrar os contratos de financiamento com a SPE, podendo ser instituições públicas ou privadas e, em geral, aportam as parcelas de recursos mais significativas de forma a tornar o projeto viável.

- **Construtores (*epcistas*)**

São os empreiteiros da obra e responsáveis, que em conjunto com empresas projetistas de engenharia e fornecedores de máquinas e equipamentos celebram com as SPEs contratos de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*)¹¹.

¹¹ As três estruturas de contratação mais utilizadas são: diversos contratos com escopos complementares, inclusive EPCs; um contrato EPC *lump sum turnkey*; e/ou um contrato de aliança.

Contratos de EPC

Peça de extrema importância na estruturação de um *Project Finance*, os contratos de EPC:

(i) asseguram a previsibilidade do investimento, apresentando preço e prazos definidos para um determinado escopo e (ii) equilibram os riscos associados à construção, vez que o consórcio construtor assume responsabilidade integral sobre os riscos de engenharia [15].

- **Seguradoras (*insurance companies*)**

Prestam seguros tradicionais e seguros garantia para os credores dos projetos, principalmente na fase pré-operacional. Seu papel é de grande importância uma vez que os ativos do projeto são as garantias do financiamento (*colateral*) é essencial que todos os ativos estejam devidamente segurados [47].

- **Assessores Jurídicos/ Financeiros**

Uma vez que complexas estruturas financeiras e arranjos contratuais para definição clara dos direitos e obrigações de cada participante são a cerne da modelagem de *Project Finance* assessores jurídicos e financeiros tem importante papel nessa estrutura.

- **Agentes Fiduciários (*trustees*)**

O *trustee* é uma figura comum no ambiente jurídico e legal anglo-saxão. A figura mais próxima no direito brasileiro é o agente fiduciário, responsável pela administração dos fluxos de caixa dos projetos, ou seja, pelo controle das receitas recebidas e realização dos pagamentos [40].

- **Compradores (*off-takers*) e Fornecedor (*suppliers*)**

Celebram contratos de compra e venda de longo prazo com a SPE. O objetivo desses contratos é a mitigação do risco de mercado associado ao projeto.

- **Operadores (*operators*)**

Asseguram a continuidade das operações do projeto.

- **Poder Concedente (*regulator*)**

Como a maioria dos empreendimentos envolve serviços ou ativos públicos, como telefonia, energia, rodovias, saneamento básico dentre outros, é o responsável por estabelecer as regras que regerão os participantes. Adicionalmente, possíveis intervenções na economia ou em setores de atividades podem vir a impactar o projeto, como bloqueio ou limitação de remessas ao exterior, expropriação e outras [47].

2.2.2.3.2

Estruturas Contratuais

Dependendo do tipo de estrutura contratual estabelecida no contrato de concessão firmado entre o operador e o poder concedente, os projetos de infraestrutura podem alocar diferentes finalidades e papéis entre os seus participantes. [11] classifica as estruturas de *Project Finance* segundo seu objetivo, conforme apresentado abaixo. A tipificação das estruturas contratuais de *Project Finance* não apresenta contrapartida na legislação brasileira sendo utilizadas somente como uma maneira de identificação do projeto financiado [40].

- Build and Transfer (BT)
- Build, Lease and Transfer (BLT)
- Build, Operate and Transfer (BOT)
- Build, Operate, Train and Transfer (BOTT)
- Build, Own and Operate (BOO)
- Build, Transfer and Operate (BTO)
- Contract, Add and Operate (CAO)
- Modernize, Operate and Transfer or Own (MOT/O)

2.2.2.4

Fontes de recursos

Outro diferencial positivo das operações de *Project Finance* é o fato de agregarem em uma única estrutura diversas fontes de financiamento [40]. Esses

recursos podem ser classificados como capital próprio, dívida subordinada¹² e dívida sênior, de acordo com o nível de preferência do recebimento dos pagamentos em caso de *default* do investidor. A dívida sênior tem preferência, enquanto o capital próprio fica em última instância.

2.2.2.4.1

Capital próprio

A fase pré-projeto, ou seja, a que consiste em toda a elaboração do projeto básico, estudos de engenharia, licenciamento e aquisição de PPA¹³, a ser apresentado a um financiador juntamente com uma proposta de financiamento é custeada por aporte de capital próprio. Posteriormente, o capital próprio também é a fonte de recursos ao longo dos trâmites burocráticos para liberação do empréstimo.

Adicionalmente, em sua fase pré-operacional, uma operação por *Project Finance* possui, o capital próprio (do inglês *equity*) aportado pelos patrocinadores como principal fonte de recursos. Sob a perspectiva dos credores, isso traduz o comprometimento dos empreendedores com o sucesso do projeto em um formato concreto, postura essa exigida como condição para participação no financiamento [22]

Investidores passivos (pessoa física ou jurídica)¹⁴, compradores, fornecedores e epecistas também podem ser fontes de capital próprio. Investidores institucionais, como fundos de pensão e seguradoras, podem adquirir ações da SPE por emissão privada ou oferta pública [24].

[22] lista alguns fatores que influenciam na relação entre capital próprio e capital de terceiros na estrutura de financiamento, são eles: *rating* dos patrocinadores, sua capacidade de crédito e os riscos que assumiram, índice de alavancagem financeira média do setor econômico, riscos do projeto, mecanismos de garantia, lucratividade do projeto, ambiente econômico e expectativas do mercado. Segundo [54] estruturas de *Project Finance*, historicamente, trabalham

¹² Ou operação mezanino.

¹³ Power Purchase Agreement é um contrato de venda de energia que deve ser firmado como uma das condições de financiamento de um projeto *greenfield*.

¹⁴ Investidores passivos são aqueles que investem os seus recursos, mas não se envolvem no dia a dia do projeto, delegando a administração aos demais acionistas ou a profissionais especializados.

com uma relação dívida/capital próprio entre 1 e 4.

2.2.2.4.2

Dívida Subordinada

Esse é um instrumento usado na cobertura de custos extras e custos de atraso na conclusão da obra. Os contratos que regem essa modalidade de dívida já preveem necessidade de emissão dessa quando índices financeiros do projeto indicarem possível dificuldade de cobertura do serviço da dívida [22]. Além disso, podem prever ainda *Covenants* para assegurar o pagamento de seus empréstimos.

Segundo avaliação de [54], esses recursos são vantajosos, em relação ao capital próprio, por possuírem prazo mais longo, taxa pré-fixada e um cronograma definido de pagamentos de juros e principal, enquanto a remuneração do capital próprio é realizada por meio de dividendos, estando atrelada à performance do projeto.

Ademais, outra vantagem é o fato de para questões regulatórias, contábeis, corporativas e de *rating* ser tratada como capital próprio [29]. Ao contrário da dívida sênior, que será detalhada a seguir, não é coberta por garantias e como compensação, comumente são inseridos *warrants*, título híbrido conversível em ações da SPE e opções de compra de ações da SPE por um preço muito baixo negociado no início da operação. Assim, há outros agentes no mercado que provêm esse tipo de dívida, como instituições financeiras e fundos de capital de risco que desejam auferir altos retornos, contudo sem comprometimento do capital no longo prazo [72].

Em termos de preferência de pagamentos no caso de uma execução, essa fonte de recursos se situa entre a dívida sênior (prioridade) e o capital próprio. Uma vez que a dívida subordinada aparece em segundo na preferência de pagamento, [65] pondera que essa apresenta maior risco e, por isso, deve ser negociada com um prêmio como recompensa para o investidor.

2.2.2.4.3

Dívida Sênior

Essa fonte de recursos fornece, normalmente, a maior parcela do capital total do financiamento em projetos estruturados como *Project Finance*. De acordo com [54] essa participação superior a 50%. Como são obrigações com caráter prioritário relativamente a outros tipos de dívida, representam menor risco de crédito e maior garantia para os seus detentores.

A captação desses recursos atualmente é realizada, majoritariamente, por meio dos tradicionais empréstimos de bancos comerciais [22]. No Brasil, os bancos estatais, notadamente o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tem sido a maior fonte de recursos seniores para operações de *Project Finance* [22]. Nos empréstimos do BNDES a taxa de juros apresenta componentes pré-fixados, *spread* e taxa de risco, e um pós-fixado, a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP).

[22] cita ainda, como outras fontes em ascensão, os fundos de investimentos, seguradoras e fundos de pensão, que o fazem adquirindo títulos de dívida da SPE por meio de ofertas públicas ou colocações privadas.

[47] compara os recursos seniores à dívida subordinada observando que esses apresentam taxas pós-fixadas e prazos de amortização mais longos, além de ser possível capitalizar os juros durante a construção e possuir um maior prazo de carência, baseado na entrada em operação do projeto. Por outro lado, [47] ressalta que “as cláusulas contratuais são mais rígidas, apresentando mais restrições (*Covenants*) à livre gestão da SPE, além de uma maior exigência de garantia real”. A existência de garantias reais visa assegurar ao credor o controle do empreendimento em caso de *default*. Em *Project Finances*, as garantias reais geralmente são relacionadas aos próprios ativos do projeto. No entanto, é possível encontrar dívida sênior sem garantias.

[24] cita como outras fontes de financiamento sênior investimentos públicos, construtores, fornecedores, compradores, as ECAs, órgãos multilaterais, mercado de capitais e fundos de investimento. Essas fontes foram detalhadas no início desse capítulo 3. O setor de infraestrutura, foco dessa dissertação, é intensivo em capital, demandando, por isso, o envolvimento de fontes de financiamento diversas.

Por fim, importa comentar que, conforme observado por [22], não há rigidez nessas fontes. Provedores de recursos próprios podem prover dívidas e provedores de dívidas podem se tornar investidores de capital próprio.

2.2.2.5

Vantagens do *Project Finance*

As principais vantagens apresentadas pelo *Project Finance* são: (i) compartilhamento de risco entre fornecedores de insumos, bens e serviços e financiadores; (ii) acionistas podem segregar o risco de crédito do projeto do balanço das outras empresas do grupo; (iii) estrutura com alto grau de alavancagem; e (iv) uma vez que é criada uma SPE e existe todo um suporte jurídico e complexo sistema de compartilhamento e mitigação de riscos, permite financiamento de projetos (viáveis economicamente) mesmo onde a empresa tomadora não tenha *rating* elevado.

2.2.2.6

Desvantagens do *Project Finance*

Por outro lado, como principais desafios apresentados por essa modalidade de financiamento, pode-se apontar: (i) grande volume de contratos e acordos; (ii) prazos demandados para negociar acordos; e (iii) custos mais altos de financiamento e consultoria jurídica.

2.2.3

Sistema de Garantias

Existem três tipos básicos de sistemas de garantias, que definem o modelo de financiamento: *Full recourse*; *Limited recourse* e *Non recourse*.

2.2.3.1

Full recourse

É um sistema tradicional de garantias no qual os instrumentos de atenuação de riscos não são usualmente utilizados. Os riscos são considerados inerentes ao negócio. Esse esquema requer garantias reais, além do comprometimento pessoal dos controladores, mas não há qualquer controle sobre a governança corporativa do tomador.

2.2.3.2

Limited recourse e non recourse

São usados quando existem, por exemplo, contratos de venda de longo prazo.

No *non recourse*, as garantias dadas ao financiador são os ativos do próprio projeto e o fluxo de caixa esperado. A única forma de o financiador reaver o montante do financiamento concedido é através da receita auferida com o projeto.

O *limited recourse* é um sistema intermediário entre o *full recourse* e o *non recourse*, sendo o mais importante sistema misto de garantias, com envolvimento do patrocinador e instrumentos de atenuação de riscos.

Nesses sistemas, os financiadores contam apenas com uma parcela dos ativos dos tomadores de empréstimo para garantir o recebimento dos juros e do principal da dívida. Os acionistas não colocam em risco seu patrimônio alocado em outros ativos para garantir os financiadores do projeto

Os acionistas constituem uma SPE para construir (*build*), ter a propriedade (*own*) e operar (*operate*), conhecida como estrutura *BOO*. Em estruturas alternativas envolvendo atividades exercidas sob a concessão do Estado a SPE constrói (*build*), opera (*operate*) e, terminado o período de concessão, transfere (*transfer*) ao poder público o empreendimento, o denominado *BOT*

Como não há ou são limitadas as garantias reais aportadas pelos acionistas, nesses financiamentos, muito utilizados em estruturas “*Project Finance*”, os financiadores são muito mais exigentes, avaliando:

- As equipes técnicas envolvidas;
- A origem e a comprovação de qualidade dos equipamentos e

processos de construção;

- As simulações econômico-financeiras com análise de sensibilidade do projeto às alterações nas premissas e cenários de referência.

Como a receita do projeto se constitui na principal garantia para o serviço da dívida e pagamento dos fornecedores os contratos de financiamento envolvem um pacote de contratos de garantias, seguros e alocação de riscos a que estará submetido o projeto até o pagamento final da dívida.

3

Risco O Setor Elétrico Brasileiro e o desenvolvimento do Mercado Livre de Energia: Visão Geral do Setor

Este capítulo tem como objetivo contextualizar brevemente alguns fatos históricos, além de conceitos e aspectos regulatórios do atual modelo do setor elétrico brasileiro, relevantes para a compreensão dos desafios acerca da financialidade da expansão da oferta pela ACL. Serão ainda, brevemente apresentados aspectos físicos do SEB e análise do consumo de energia elétrica brasileiro e sua relação com desenvolvimento econômico do país; avaliação da necessidade da expansão da oferta e os benefícios oriundos do Ambiente de Contratação Livre para geradores e consumidores de energia.

3.1

As Reformas do Setor Elétrico Brasileiro e a Situação Atual do Novo Modelo Instituído em 2004

O Brasil saiu da década de 80 não apenas com uma crise do setor elétrico, mas com as finanças nacionais falidas, uma das maiores dívidas do mundo, e o maior índice de inflação registrado até então em sua história [6].

Uma política de equalização tarifária, implementada em meados dos anos 70, foi retirando, paulatinamente, os incentivos à busca por eficiência operacional. Pelo fato de, naquele momento, a remuneração dos investimentos já ser legalmente garantida, algumas concessionárias desenvolveram projetos de usinas questionáveis em termos da sua racionalidade econômica, o que acabou levando à deterioração dos mesmos. A situação do Sistema Elétrico Brasileiro - SEB se tornou crítica nos anos 1980, quando o governo federal começou a se valer deste como um instrumento de controle da alta taxa de inflação, tanto por meio do controle das tarifas de energia, quanto do uso de empréstimos estrangeiros destinados às empresas de energia brasileiras para gerar fundos para investimentos fora do setor.

Nos anos que se seguiram, a saúde financeira do SEB atingiu níveis catastróficos, com dívidas substanciais e receitas provenientes das tarifas não suficientes sequer para cobrir os juros dos empréstimos. Praticamente todas as usinas em construção estavam com obras paralisadas por falta de capital para sua finalização ou novos investimentos. “Uma bola de neve de inadimplência” foi gerada, atingindo todos os segmentos do setor: as distribuidoras não pagavam aos geradores, que, por sua vez, começaram a ter sérias dificuldades financeiras e assim por diante. Esse efeito cascata de inadimplências resultou em um “acionamento financeiro” no SEB, atingindo todos os segmentos e afetando gravemente a saúde financeira das empresas do setor.

Na década de 90, o setor elétrico brasileiro passou, então, por sua primeira profunda reforma institucional, promovida pelo governo federal, visando atingir as metas, até então previstas, de expansão da oferta e, ao mesmo tempo, desenvolver a competitividade no setor por meio de uma maior abertura ao capital privado. O governo federal já não tinha condições de financiar a expansão do sistema e assim, a decisão de abrir o setor elétrico ao capital privado foi tomada. E foi a partir da privatização das distribuidoras de energia que esse processo se iniciou. Essas foram as primeiras a serem privatizadas objetivando-se assegurar a credibilidade e saúde financeira dos compradores de energia, criando assim, mercado para futuras privatizações no segmento de geração.

Assim, a participação cada vez mais expressiva e crescente do capital privado no setor se concretizou por meio da privatização de empresas públicas, com maior ênfase na área de distribuição e participação nos novos empreendimentos para a expansão da oferta de energia nas áreas de geração, transmissão e importação de energia. Para tal, foi estruturado um novo modelo do setor elétrico, baseado em uma estrutura comercial evolutiva que, gradativamente, implementa um ambiente de ampla competição entre os novos agentes do mercado.

Além da criação de uma agência reguladora, a alteração mais profunda desta primeira reforma, ocorrida primordialmente entre 1995 e 1998, foi a desverticalização da cadeia produtiva, separando os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica [42], isto é, as atividades passaram a ser desempenhadas de forma autônoma e independente. Houve ainda a introdução de competição nos segmentos de geração e

comercialização. Nesse novo modelo, seguindo uma tendência que vem ocorrendo em escala global, tem-se um mercado competitivo onde é dado livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão a todos os interessados em participar deste mercado. Por outro lado, os segmentos de transmissão e distribuição, caracterizados como monopólio natural, tiveram em sua regulação a introdução de mecanismos de regulação com incentivos à eficiência técnica e financeira.

A partir de 1999, a ANEEL passou a realizar leilões tanto para a construção de novas linhas de transmissão como para a outorga de novas concessões de geração a partir de hidroelétricas. O capital privado sempre esteve fortemente presente em tais leilões. Mais de 10.000 MW proveniente de novas usinas hidrelétricas foram leiloados, os custos de construção caíram 30% e os períodos das obras também foram reduzidos pela metade.

Assim, em maio de 1998, a primeira reforma do setor foi formalizada com a edição da Lei nº 9.648 (modelo RE-SEB), que contemplava tanto a desestatização das empresas elétricas existentes, quanto a transferência dos novos investimentos setoriais para a iniciativa privada, ficando o Estado apenas com o papel de regulação e de poder concedente.

O funcionamento adequado do novo modelo institucional tem como atribuições permanentes metas de (i) eficiência econômica da indústria, (ii) sustentação adequada da indústria de modo a garantir a expansão do sistema, (iii) operação do sistema com elevado grau de confiabilidade em consonância com requisitos de qualidade impostos pela sociedade e (iv) prestação dos serviços não discriminatória incluindo sua universalização.

Essas metas, no entanto, não foram plenamente atendidas desde a reestruturação do setor. Ocorre que, em 2001, o setor elétrico brasileiro entrou em uma grave crise de fornecimento de energia, como resultado da redução contínua dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas (80% da energia elétrica brasileira provém de fontes hidráulicas [6]), atingindo o limite crítico em maio de 2001, atrelado ao atraso das usinas em construção (por ex. Angra II) o que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. O racionamento correspondente a 20% do consumo foi imposto a consumidores que representavam 80% da demanda de energia brasileira.

Reflexões a respeito dos problemas enfrentados levaram, naquele momento, o governo a interferir diretamente no setor por meio da criação da GCE, Câmara

de Gestão da Crise do Setor de Energia Elétrica que, dentre outras ações, promoveu os estudos necessários para a revitalização do modelo que apontaram as medidas implementadas pela nova gestão do Executivo a partir de 2004.

Em março de 2004, então, foi iniciada a sua segunda grande reforma do setor elétrico brasileiro com a publicação da Lei nº 10.848, alterando muitos dos princípios do modelo RE- SEB. A regulamentação do modelo veio no final de julho de 2004, quando da edição do Decreto nº 5.163. Esses dois instrumentos legais definem os princípios básicos da estrutura do mercado e detalham os procedimentos de comercialização.

No que se refere à comercialização de energia, esse novo modelo regulamentou a existência de dois ambientes de contratação no setor, o Ambiente de Contratação Regulada, ACR, do qual participam agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica e consumidores cativos - aqueles que compram energia obrigatoriamente da distribuidora que possui a concessão da área em que se localiza; e o Ambiente de Contratação Livre, ACL, do qual participam agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres – aqueles que possuem direito de livre escolha de seus fornecedores de energia, negociação de preço e demais condições contratuais. Neste contexto, esse consumidor tem a possibilidade de buscar a otimização de seu portfólio de contratação de energia, a fim de minimizar seus custos com esse insumo de produção, sempre observadas as regras e procedimentos de mercado vigentes. Participam do mercado livre convencional de energia aqueles consumidores cuja demanda é superior a 3 MW. Estes consumidores (em sua grande maioria indústrias) podem optar por um (ou mais) fornecedor (es) de energia elétrica que seja proveniente de qualquer fonte. Existe outra classe de consumidores livres, chamado consumidores “especiais”, que são aqueles consumidores livres com demanda acima de 0,5MW e que podem comprar energia exclusivamente proveniente de usinas consideradas como Fontes Alternativas de Energia (Pequenas Centrais Hidrelétricas, Eólicas, Biomassa, Solar, etc.) com capacidade instalada menor que 30 MW, e recebem descontos aplicados em suas tarifas de distribuição.

No que tange o ambiente institucional, o novo modelo define a criação da Empresa de Pesquisa Energética, EPE, instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico,

CMSE, instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, instituição criada para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado nacional (SIN).

A abertura do mercado no Brasil trouxe benefícios claros para o sistema que devem ser mantidos como uma conquista, ainda em processo de consolidação. Essas conquistas podem ser nomeadas como avanços para o consumidor, quais seriam: as reduções no custo de construção com a participação do capital privado nos investimentos de expansão, a negociação direta dos contratos de compra e venda com os fornecedores, o progresso da transmissão com custos competitivos, a crescente melhoria na transparência das operações técnicas e comerciais, coordenadas respectivamente pelo ONS, Operador Nacional do Sistema, e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, assim como o aprimoramento da regulação praticada pela ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, processo em contínua evolução e aprimoramento num país em transformação como o Brasil [59].

Uma questão crucial em países emergentes como o Brasil é a expansão do sistema, não só pela garantia da oferta, mas também pelo impacto dos custos envolvidos.

No planejamento dessa expansão determina-se a sequência de reforços necessários no sistema (novas usinas geradoras, linhas de transmissão etc) para tornar possível o atendimento da demanda de forma econômica e confiável. Segundo [59], esses objetivos são claramente conflitantes: a melhoria da confiabilidade de suprimento requer novos investimentos, o que implica aumentos de custos e, em última análise, maiores tarifas/preços para o consumidor. Diante disso, um desafio permanente na indústria de energia elétrica é o de encontrar o melhor equilíbrio entre a modicidade de preços e tarifas, estimulando a competição e alcançando um padrão de confiabilidade do sistema e qualidade de atendimento satisfatórios.

A maioria dos países passou por uma reestruturação no gerenciamento dos seus sistemas elétricos, com o objetivo principal de atingir-se maior eficiência no consumo e geração de energia elétrica. A participação do setor privado, principalmente na área de geração, tem sido cada vez mais comum nos sistemas

elétricos pelo mundo. Em cada um desses, a estruturação da precificação ao consumidor final possui diferentes nuances que influenciam a formação de preços no mercado: (i) matriz energética; (ii) necessidade de expansão da oferta; (iii) maturidade do mercado.

A matriz elétrica brasileira possui particularidades com um parque predominantemente hidroelétrico e uma necessidade permanente de crescimento da oferta para atendimento da crescente nova demanda. A maturidade do mercado competitivo no Brasil está avançando desde a sua criação em meados da década de 90, mas ainda encontra resistências para atingir a plena competição entre todos os agentes. Este trabalho se justifica pela necessidade atual do sistema elétrico brasileiro de expandir sua nova oferta de geração de forma mais harmônica com a “competição para o mercado”. A prioridade é atender o crescimento do mercado oferecendo melhores condições para oferta.

3.1.1

Ambientes de Contratação Regulado e Livre

O Sistema Elétrico Brasileiro é dividido em quatro segmentos: Geração, Transmissão, Distribuição e Consumo. O segmento Consumo, por sua vez, está dividido em dois ambientes, o Regulado (ACR) e o Livre (ACL), conforme figura 2 abaixo:

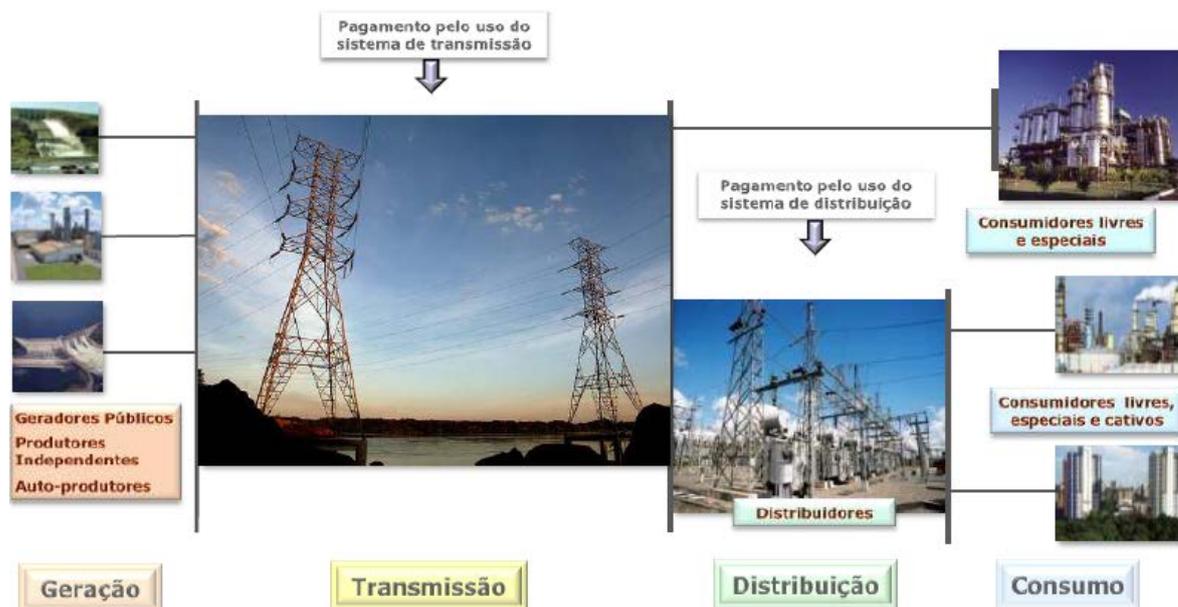


Figura 2: Segmentos do Sistema Elétrico Brasileiro. Elaboração da autora.

O Segmento Consumo é dividido em duas classes, uma de Consumidores Cativos, que só podem comprar energia da Distribuidora Local, na qual estão conectados, por seu lado a Distribuidora só pode comprar energia para atender ao seu mercado por meio de Leilões Públicos organizados pela Câmara de Comercialização de Energia.

A Figura 3 abaixo detalha estas duas categorias de consumidores, e a forma pela qual eles podem adquirir energia para o seu consumo.



Figura 3: Ambientes de Contratação Regulado e Ambiente de Contratação Livre. Elaboração da autora.

O consumidor para ser considerado livre tem de atender aos requisitos apresentados na figura 4 abaixo como demanda contratada superior a 3.000 kW, tendo total liberdade para adquirir sua energia, já os consumidores com demanda inferior a 3.000 kW são qualificados como Consumidores Especiais e só podem adquirir sua energia de Fontes Incentivadas:

Demanda Contratada	Conexão Alta Tensão	Fonte de Energia
$\geq 3,0$ MW	≥ 69 kV após jul. 95	qualquer
$\geq 0,5$ MW	qualquer	incentivada
$\Sigma \geq 0,5$ MW	mesmo CNPJ áreas contíguas	incentivada

Figura 4: Limites para classificação do Consumidor. Elaboração da Autora.

3.1.2

Benefícios de um consumidor participar do Ambiente de Contratação Livre

Os benefícios que a participação no mercado livre oferece aos consumidores advém de diversas vantagens em comparação ao ACR, como descrito a seguir.

- **Minimizar custos:** no ACL, uma vez que a energia é adquirida por meio de contratos bilaterais, o consumidor tem a possibilidade de negociar preços, prazos e condições, como flexibilidades mensais dos volumes contratados e sazonalização anual do contrato de acordo com seu perfil de consumo, que se encaixem em suas necessidades, o que possibilita a redução de custos;
- **Previsibilidade:** ter um contrato de médio a longo prazo com um indexador definido resulta em maior previsibilidade no preço de energia a ser pago. Essa previsibilidade não é possível ao consumidor regulado, uma vez que seu custo com a compra de energia é valorado pelas tarifas reguladas das distribuidoras que são reajustadas anualmente. É possível realizar estudos de projeção das tarifas das distribuidoras, no entanto, diversos fatores conjunturais podem impactar os reajustes das mesmas, como ocorreu em 2014, ano em que as tarifas de algumas distribuidoras tiveram reajuste médio de até 38%.

Adicionalmente, a partir de 2015 está em vigor nova regra de comercialização o sistema de Bandeiras Tarifárias que consiste na aplicação de um valor fixo extra nas tarifas de energia pagas pelos consumidores cativos de R\$0,00/MWh, R\$25,00/MWh ou R\$55,00/MWh dependendo do custo de operação total do sistema, o que aumenta ainda mais tanto o custo da energia no mercado cativo, como a imprevisibilidade do mesmo.

- **Escolha de fornecedores:** como a escolha do fornecedor de energia é livre, é possível fazer parcerias que tragam benefícios para o consumidor. Alguns exemplos de parcerias são negociações de formas de pagamento alternativas, como pagamento antecipado de 1 ano de fornecimento em troca de uma redução do preço da energia pela antecipação de caixa, ou

ainda, outras formas de indexação, como dólar por exemplo, IPCA, IGPM, qualquer combinação entre eles e até mesmo sem indexação no caso de se traçar uma estratégia de contratos curtos.

- **Adequação ao perfil de risco do consumidor:** ao migrar para o mercado livre, o consumidor pode – e deve – adequar a sua estratégia de contratação de energia ao seu perfil de risco. No ACL toda a gestão do risco é do consumidor, incluindo, dentre outros, os preços, prazos, volumes a serem contratados e as contrapartes [49]. Uma empresa avessa ao risco pode realizar contratações de energia seguindo um perfil conservador, ou seja, contratos de mais longo prazo para travar seu preço e risco e mesmo assim alcançar ganhos significativos. Já uma empresa que tem um perfil de risco mais arrojado – e tem flexibilidades nos seus processos, como por exemplo, agilidade em cadastrar novos fornecedores ou pagar rapidamente uma nota fiscal - pode se beneficiar de oportunidades conjunturais, isto é, celebrando contratos de prazos mais curtos ou até mesmo deixando alguma parte de seu consumo exposta a ser negociada mensalmente pelo preço spot. O mercado livre oferece essa flexibilidade de adequação da estratégia de contratação de energia elétrica ao perfil de risco de cada empresa.
- **Customização do produto:** O Consumidor pode desenhar um produto com características específicas, tais como: Sazonalidade de acordo com a sua curva de produção, períodos de paradas programadas para manutenção, preços com teto na tarifa de consumidor cativo, etc.
- **Oportunidades conjunturais:** estando no mercado livre, é possível a um consumidor tirar proveito de oportunidades conjunturais do mercado. Por exemplo, em um cenário de escassez de energia quando o custo de operação do sistema elétrico brasileiro está em patamares muito elevados e, conseqüentemente, o PLD (preço *spot*) está bastante alto, como ocorreu ao longo de todo o ano de 2014, o consumidor livre pode optar por uma estratégia de reduzir ou zerar seu consumo (reduzindo ou parando sua produção) para que sua energia consumida fique abaixo do volume contratado no mês, ele pode optar por vender este excedente ou deixar liquidar na Câmara de Comercialização de Energia, valorado ao PLD. Em

2014, ano no qual o PLD médio ficou em R\$690/MWh, variando de R\$822,83/MWh (limite máximo do PLD naquele ano) nos meses de preço mais alto a R\$412,65 /MWh no mês de menor preço médio, algumas indústrias optaram por parar sua produção e “vender” sua energia a PLD, uma vez que o ganho potencial com essa “venda” de energia era muito maior que o ganho com a venda de seus produtos. Essa estratégia não é possível aos consumidores do mercado cativo, uma vez que sempre são supridos pelas distribuidoras no exato volume de seu consumo.

- **Gestão do insumo energia:** O Consumidor pode também em situações de fechamento de unidades ou redução do consumo vender a parte excedente do seu contrato no mercado, desta forma a energia passar a ser tratada como um insumo qualquer da sua linha de produção, onde ele tem controle sobre o preço de contratação, a evolução do preço no longo prazo e a gestão do seu estoque face às suas necessidades. Dependendo da representatividade do custo de energia no processo industrial/comercial, a compra correta e a gestão correta do insumo energia pode se tornar um fator competitivo importante.

Assim, historicamente o ACL demonstra em média uma vantagem econômico-financeira para o consumidor elegível em relação ao ACR. De acordo com estudos realizados por [48], por princípio a energia convencional se adequa mais aos consumidores nas classes tarifárias A3, A2 e A1 (tensões mais elevadas) uma vez que a parcela para remunerar o uso do sistema de distribuição ou transmissão (TUSD/TUST), conforme o caso, é menor e com pouca relevância e a competitividade se concentra principalmente entre a tarifa (mercado regulado) e o preço (mercado livre) da energia.

A figura 5 ilustra os benefícios financeiros, em porcentagem de economia, de um consumidor típico conectado em A2¹⁵ no ACL em relação a seus custos no ACR.

¹⁵ Consumidor A2 típico: Fator de Carga médio 85%.

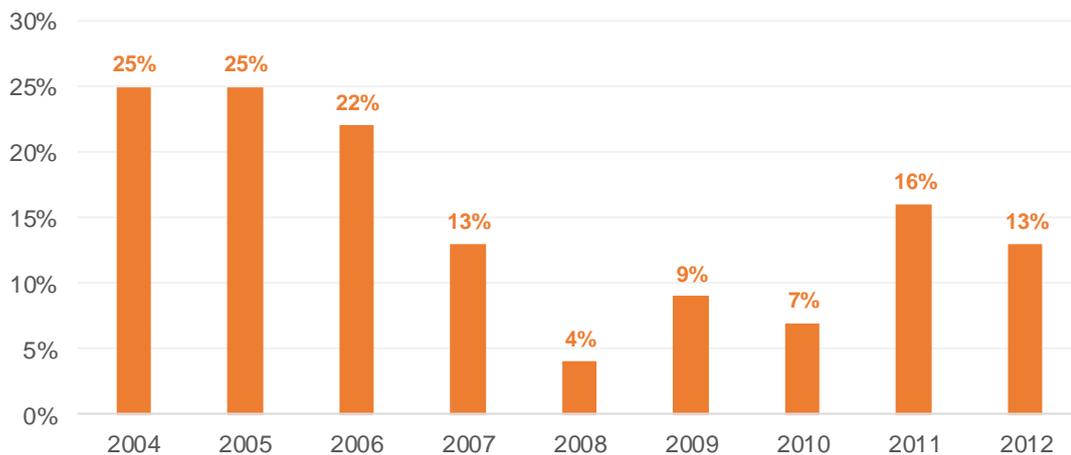


Figura 5: Economia Média ACR x ACL – Energia Convencional (Consumidor A2) - Fonte: [59]

A seguir, a figura apresenta, para um consumidor conectado em A4¹⁶ perfil padrão, a economia média em fazendo parte do ACL frente a seus custos no ACR.

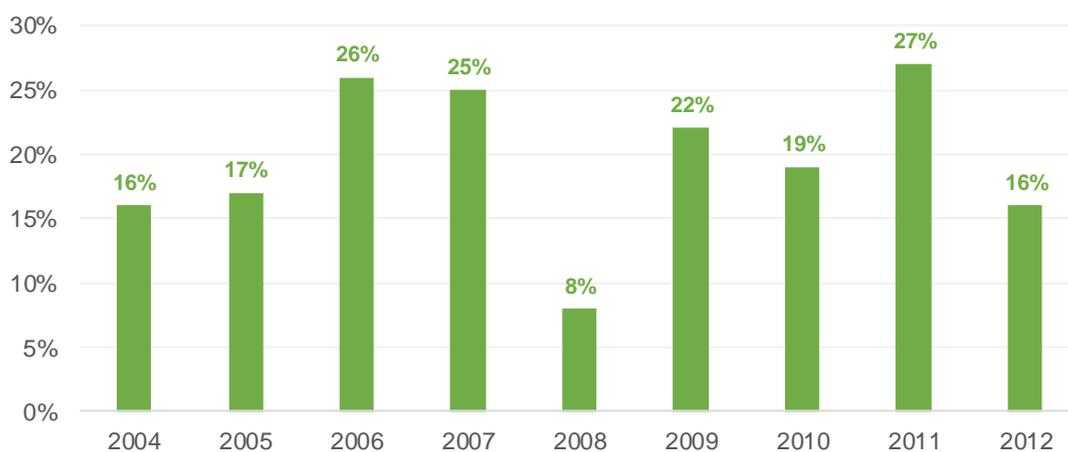


Figura 6: Economia Média ACR x ACL – Energia Incentivada (Consumidor A4) - Fonte: [59]

As figuras acima evidenciam a vantagem financeira para um consumidor de participar do ACL em relação ao ACR. As razões para tal se concentram na competição por mercado e nas oportunidades conjunturais no ACL.

¹⁶ Consumidor A4 típico: Fator de Carga médio 75%.

3.1.3

A atual crise do Setor Elétrico brasileiro

Desde o final de 2012, o setor elétrico brasileiro passa por uma crise sem precedentes, devido a uma conjunção de fatores: Medida Provisória 579, convertida na Lei nº 12783 de 2013, que trouxe uma redução forçada das tarifas de energia elétrica, - em média de 28% -, desestruturando o sistema Eletrobras (um dos principais agentes na expansão do sistema de geração e transmissão do país, que detém 60% dos ativos de geração no Brasil); crise hídrica, com níveis dos reservatórios das hidrelétricas - responsáveis por 70% da matriz elétrica brasileira - extremamente baixos, muito abaixo inclusive com relação a 2000 – ano pré-acionamento – e 2001, conforme apresentado na figura 9 abaixo,—, despacho termelétrico extremamente elevado e contínuo (desde outubro de 2012 o despacho das usinas termoelétricas, que deveria ocorrer esporadicamente, está maximizado, no entanto essas usinas foram construídas para operarem como complementares à geração de base do país, as hidroelétricas, e não de forma contínua gerando um custo de energia que já superou os R\$ 100 bilhões de reais nos últimos 2 anos, gerando um desequilíbrio geral nos segmentos de distribuição e geração, com impactos elevados nas tarifas dos consumidores cativos bem como nos custos de energia no mercado livre e nos encargos setoriais.

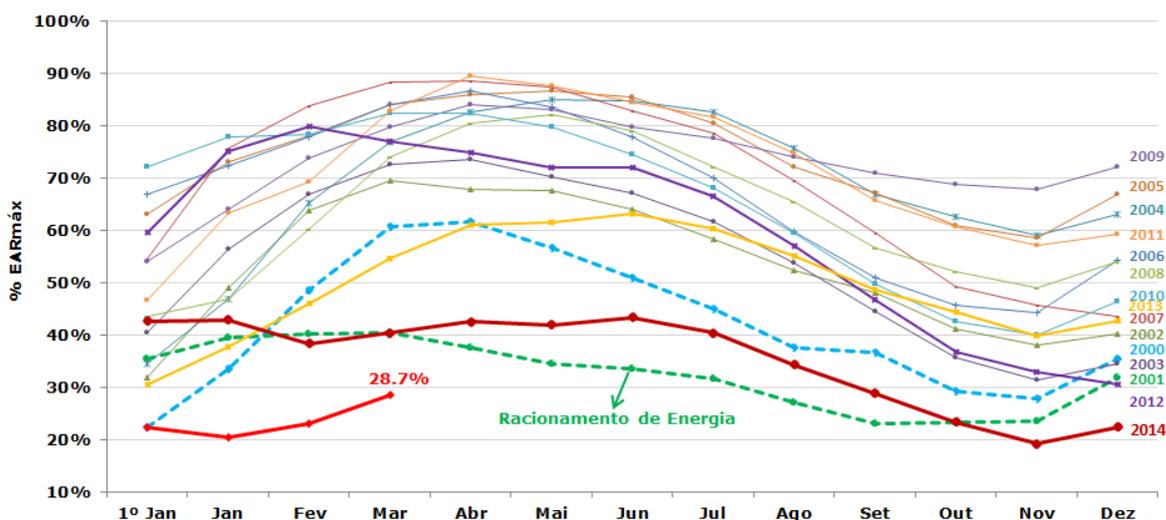


Figura 7: Nível dos Reservatórios do Sistema Interligado Nacional. Fonte: Elaboração da autora a partir de dados do [55].

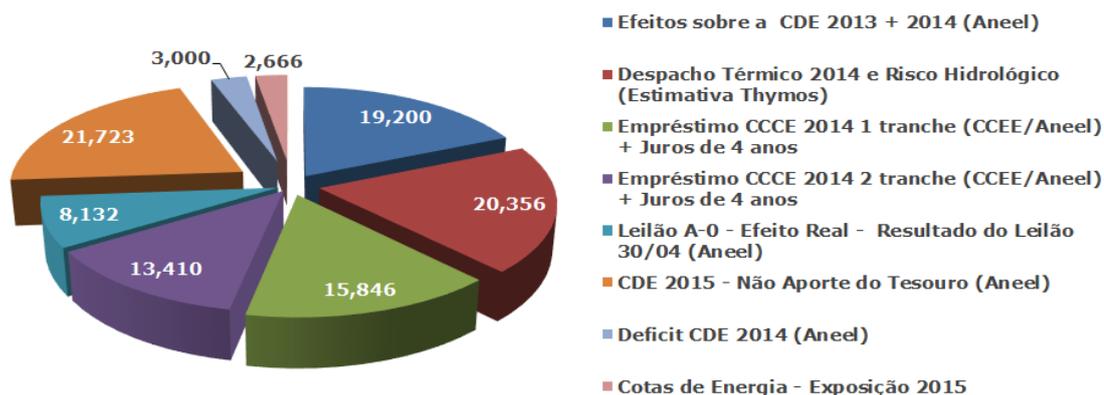


Figura 8: Efeitos da Crise Energética 2013/2015 – Custos incorridos. Fonte: Elaboração da autora a partir de dados da ANEEL¹⁷ e [19].

O caixa das distribuidoras tem, então, sofrido, desde 2013 com a necessidade de desembolso de cifras milionárias para cobertura de sua exposição ao mercado de curto prazo de energia, como consequência de uma subcontratação oriunda da implantação do regime de cotas, não adesão de alguns agentes, CEMIG e CESP e não realização do Leilão A-0 de 2013, exposição ao GSF das cotas e do despacho térmico elevado. No entanto, a preocupação das distribuidoras, pela essência do seu serviço – distribuição da energia elétrica, deveria estar focada na qualidade do transporte da energia e não em sua venda. O *core business* das distribuidoras de energia elétrica não é a comercialização da mesma e sim a disponibilização e manutenção de todo o sistema extenso, complexo e ramificado de redes de distribuição que permitam que a energia elétrica chegue aos pontos de consumo com maior qualidade possível, tanto que os custos com a compra de energia arcados pelas distribuidoras são simplesmente repassados aos consumidores por meio das tarifas, não se traduzindo, a compra e venda de energia elétrica, em ganho monetário para elas, o que é comumente conhecido como *pass-through*. A remuneração dessas concessionárias provém da sua eficiência e qualidade no transporte da energia.

A crise atual das distribuidoras, parte dela oriunda do processo de descontração involuntária, gerado pela Lei 12.783/2013, frustração do leilão A-1 de 2013 e cancelamento do Leilão A-0 de 2013 subsequente, demonstra que é importante dar mais liberdade e oferecer mecanismos alternativos de contratação para os consumidores, de forma a desonerar o governo e as distribuidoras da

¹⁷ <http://aneel.gov.br/>

obrigação de serem os únicos sustentáculos do processo de expansão, uma política voltada para prover o mercado livre de mecanismos adequados de financiamento poderá ser uma válvula de escape importante neste momento de crise, onde as distribuidoras estão sobrecarregadas, o sistema Eletrobras não tem mais condições de manter o seu papel de principal agente na expansão, o consumidor cativo já tem uma conta extremante elevada a ser paga nos próximos anos.

Um dos grandes fatores impactantes na situação das distribuidoras foi a desconstrução involuntária, o que resulta em um ônus muito grande do governo e Distribuidoras por concentrar toda a expansão da oferta nos leilões públicos.

Dessa forma uma participação mais ativa do mercado livre na expansão do sistema, principalmente nas fontes alternativas de energia, vai permitir uma pulverização dos investimentos, o que contribuirá também para reduzir o risco de atraso das obras, outro componente importante da crise atual. Pois o atraso de um empreendimento como SINOP (400 MW), por exemplo, representa de uma só vez um volume superior a 200 MW médios de energia, já que se este mesmo montante de energia estiver diluído em 13 empreendimentos de 15 MW médios (15 PCH ou Eólicas de 30 MW), fazendo que mesmo o atraso de parte dos empreendimentos tenha um impacto muito menor na oferta de energia.

Os grandes consumidores industriais, e os autoprodutores se ressentem da falta de energia no mercado livre, que foi muito prejudicado com emissão da Lei 12.783/2013 a qual direcionou grande parte da energia deste mercado para as distribuidoras no regime de cotas, e que não teve muito acesso aos últimos grandes empreendimentos de expansão. Desta forma, tanto os novos projetos estruturantes bem como pequenos projetos de PCH, eólicas, solar e biomassa e até mesmo térmicos, poderão ser viabilizados diretamente pelo mercado livre, desde que sejam superados os desafios do financiamento, e podem ser a melhor forma de redução do peso hoje em cima das distribuidoras.

Deve ser considerado também que o impacto da crise atual nas tarifas das distribuidoras nos próximos anos, cria uma grande oportunidade para o mercado livre viabilizar novos empreendimentos que possibilitem a migração destes consumidores, ainda cativos, para o mercado livre.

Assim, a crise atual que demonstrou a fragilidade do sistema e a necessidade de se ampliar a oferta de forma sustentável, já que parte do problema foi devido ao atraso das grandes obras de geração e transmissão, muitas ainda enfrentando

riscos de mais atrasos e estouros de orçamento, torna-se ainda mais importante a criação de fórmulas de incentivo à expansão da matriz elétrica brasileira e a viabilidade dessa expansão ocorrer por meio do mercado livre, de forma a atrair um maior número de investidores distribuídos em várias obras menores e mais próximas dos centros de carga do sistema, reduzindo drasticamente o risco de performance dos projetos de geração e transmissão, além de todas as vantagens em termos de preços de energia mais competitivos, já apresentadas, desonera, mesmo que não integralmente, o governo brasileiro da obrigação de ser o agente responsável junto com o mercado cativo pela expansão da oferta

O desempenho da economia brasileira vem sendo limitado por alguns fatores estruturais, como os gargalos de infraestrutura que limitam a competitividade da indústria e os ganhos de produtividade da economia. A solução desses gargalos é imprescindível para que se possa observar um crescimento mais significativo da economia brasileira.

4

Financiabilidade da Expansão da Oferta no Setor Elétrico Brasileiro: Proposta de Plano de Ação

A financiabilidade de um projeto, em qualquer indústria, cuja maturação ocorra durante muitos anos, envolve riscos que precisam ser gerenciados. A chave do processo é estimar, da melhor forma possível, as receitas futuras do projeto e seu risco de crédito, e desenhar formas de garantias financeiras que serão exercidas caso as estimativas não se concretizem.

Um projeto com mais recebíveis previsíveis necessitará de menos garantias e/ou terá custos de financiamento menores, e vice-versa. A estimativa dessas receitas é realizada da melhor maneira possível, ou seja, realizando simulações dos resultados do mercado assumindo expectativas racionais dos agentes. Se o mercado não é crível (ou se há instabilidade regulatória), não é possível simular o resultado de tais expectativas, não havendo, assim, financiamento sem contratos de muito longo prazo que mitiguem riscos de mercado e regulatórios. Portanto, estabilidade regulatória é essencial.

Assim, a construção de uma solução para financiar projetos para o ACL precisa reconhecer que usinas nesse mercado não terão contratos de longo prazo em comparação com os contratos do ACR.

A mitigação do risco de mercado na financiabilidade de projetos com contratos de prazo inferior ao período da dívida passa por:

1. Definição de hipóteses razoáveis para estimar o fluxo de caixa para os anos sem contrato.
2. Definição de esquemas para garantir, por meio dos melhores esforços da parte vendedora, o cumprimento das estimativas anteriores.
3. Definição de um esquema de garantias executadas caso (2) não se verifique.

Estes temas serão refinados a seguir em uma proposta que viabilize a financiabilidade da expansão da matriz elétrica brasileira pelo Ambiente de Contratação Livre.

4.1

Fundamentos dos mercados de eletricidade

O principal fundamento dos mercados de energia é o processo de despacho físico do sistema e formação de preços de curto prazo (ou preços *spot*).

No Brasil, o planejamento da operação energética é realizado de forma centralizada e coordenada pelo ONS por meio de modelos computacionais. Como subproduto das decisões operativas, esses modelos computacionais produzem o Custo Marginal de Operação (CMO), que é a base para formar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) na CCEE.

O PLD é o preço de curto prazo (ou preços *spot*) da energia no Brasil, que remunera todos os geradores em um mercado atacadista, que é a aplicação da teoria econômica marginalista ao setor elétrico.

O fundamento conceitual dos mercados *spot* é utilizar seu preço como sinal para a expansão do sistema, ou seja, se há escassez, o PLD sobe, de forma a buscar oportunidade para novo investimento ou redução de consumo. Por outro lado, se há excesso de oferta no sistema, o PLD diminui, sinalizando uma oportunidade para aumento de consumo.

Pode-se demonstrar matematicamente que, sob certas condições, a teoria marginalista assegura a expansão da oferta e o mix ótimo de suprimento para todo o mercado. Uma dificuldade prática na implantação do esquema de mercado é a variabilidade dos preços da energia, que introduz incertezas na remuneração dos geradores e dificulta sua viabilidade comercial e financiamento.

4.1.1

O desafio da financiabilidade da geração

O custo de financiamento de um projeto de geração é, basicamente, função da certeza de que a dívida contraída será paga, o que depende justamente dos riscos de mercado e de contraparte.

Os bancos estimam a capacidade de os projetos pagarem suas dívidas por meio do índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD), razão entre EBITDA estimado e custo anual do serviço da dívida, que deve ser superior a 1, e de um complexo esquema de garantias. Quanto maior a percepção de risco em relação ao

pagamento da dívida, maior o ICSD exigido.

O sistema de garantias depende da fase do projeto (construção ou operacional) e, além das garantias usuais associadas ao fluxo de caixa do projeto, é composto por uma série de *Covenants*. Os conceitos básicos das estruturas de financiamento mais comumente aplicadas serão detalhados mais à frente no capítulo 3 que trata do referencial teórico. Resumidamente, eles refletem a máxima: quanto menos incertezas, menor o custo de financiamento de um projeto.

Muitos países introduziram mecanismos de suporte ao mercado *spot* para facilitar a expansão, visando criar bases competitivas que induzam a entrada de nova capacidade com uma alocação de riscos adequada. Essa alocação de riscos envolve, em essência, mitigar o risco de mercado (volume, preço, indexação, etc) e o risco de crédito e contraparte. A mitigação destes riscos permite a construção de melhores estruturas de financiamento.

4.2

Situação atual da financiabilidade de geração no SEB

As estruturas de financiamento para as novas obras de geração no Brasil são todas baseadas nos fundamentos do BNDES, principal financiador da infraestrutura brasileira. A principal barreira de expansão da geração com suporte do ACL é a duração dos contratos nele firmados, e deve ser superada com novos mecanismos de mercado que sejam aceitos pelos financiadores de infraestrutura.

A necessidade de expansão do mercado de energia é óbvia para um país emergente como o Brasil desenvolver sua indústria e sua economia. O que se nota, no âmbito nacional, é que o mercado regulado tem sido o *driver* do crescimento da infraestrutura de geração de energia, notadamente das fontes incentivadas como as pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, biomassa, solar, biogás e resíduos sólidos, enquanto o mercado livre se desenvolve em uma proporção muito menor. Essa atrofia sofrida pelo ACL se dá pelo fato de o investidor não partilhar de uma isonomia com relação ao ACR no que tange ao acesso às linhas de financiamento do BNDES.

Diante disso, os cálculos de preço de venda geralmente se referem somente ao equilíbrio econômico para uma venda de longo prazo normalmente indexada à inflação. Entretanto, contratos com diferentes preços e durações podem também

ser enquadrados até mesmo durante a amortização da dívida, que com o pagamento dos juros e principal, vai gradualmente liberando o caixa para outros investimentos e vendas. Ao longo do período apenas de operação e manutenção da usina, o uso do caixa é muito menor, o que permite a busca por outras operações e retornos variados. Tudo isso é uma questão de gestão de riscos do capital do acionista durante a vida do projeto. Assim, a interpretação dos riscos implícitos de operações que divergem da venda de longo prazo para o ACR é uma atribuição do investidor junto ao órgão de financiamento.

Os três pilares do novo modelo do setor elétrico brasileiro, instituído pelo marco regulatório implementado pela Lei 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto 5.163/2004, são: garantir a segurança de suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária por meio da contratação eficiente e fomentar a inserção social por intermédio da universalização do acesso à energia elétrica [68].

Em termos de garantia da segurança de suprimento, é imprescindível que o crescimento da demanda por energia seja acompanhado pela expansão do parque gerador brasileiro, sempre considerando a necessidade de uma sobra estrutural que garanta o atendimento da carga, mesmo em momentos atípicos de picos de demanda ou crises hídricas. Para isso, é crucial que o ambiente de contratação livre, do qual fazem parte os grandes consumidores de energia, as indústrias, suportem o aumento de seu consumo com investimentos para inserção de nova oferta. Atualmente o ACL concentra 23% do consumo de energia brasileiro [19].

No que tange à modicidade tarifária, o ACL pode apoiar o ACR sem a necessidade de intervenções periódicas do governo federal na operação do mercado brasileiro. Na realidade o ACL é o fiel da balança dos preços no setor elétrico, sendo o único ambiente em que todos os agentes buscam o objetivo inequívoco de aperfeiçoar ao máximo sua compra e venda de energia elétrica. O benefício da existência do ACL é bem claro: o equilíbrio dos preços baseado no mercado. Todos os consumidores, seja no ambiente livre ou no ambiente regulado, são beneficiados pela existência desses dois ambientes de contratação, sendo que à medida em que o mercado livre for se expandindo, as distribuidoras passam a focar no seu negócio, ou seja transporte e entrega da energia até o consumidor final, se desobrigando cada vez mais da contratação de energia. A preservação e expansão desse mercado livre mostram-se, portanto, claramente,

como uma necessidade para o perfeito funcionamento do modelo setorial.

Os contratos do ACR apresentam uma característica, devido ao seu longo prazo de duração: ele pode ser perverso para o consumidor no caso em que a contratação é feita em momentos de preços altos, pois além do preço de partida ser alto, a indexação ao longo dos 15 ou 30 anos de contrato cria uma pressão de alta já pré-contratada na tarifa das distribuidoras. Por outro lado ele pode ser perverso para o gerador, pois caso ele, por uma necessidade momentânea de venda em determinado leilão com preços baixos, ou mesmo caso ocorra algum imprevisto durante a construção com aumentos de custos, a longevidade do contrato impede que o mesmo possa recuperar o retorno esperado, já que sua receita já está contratada ao longo da vida do empreendimento.

Por outro lado, o mercado livre permite que ambas as partes, o comprador e o vendedor, possam aproveitar momentos de mercado de preços baixos, permitindo economias significativas para o comprador, bem como momentos de preços elevados, propiciando melhoria na taxa de retorno para os geradores, isto permite um equilíbrio entre as partes, gerando um círculo virtuoso no mercado de energia.

Praticamente, todas as principais economias do mundo promoveram mudanças estruturais em seus setores elétricos. Por exemplo, todos os países da OCDE decidiram por abrir comercialmente seus mercados de energia elétrica para os consumidores industriais, sendo que em alguns desses, essa liberdade já foi estendida até mesmo para os consumidores residenciais. Atualmente, estima-se que todos os consumidores industriais desses países e mais de 500 milhões de pessoas, tenham a liberdade de escolha de seu fornecedor de energia, o que representa cerca de 50% da população total das nações da OCDE [59].

Para que o ambiente de contratação livre no Brasil possa ser expandido, é preciso que ele assuma um papel relevante na expansão da matriz elétrica de forma a suportar o aumento da demanda brasileira, que mantém tendência de crescimento contínuo, garantindo oferta para segurança de suprimento.

4.2.1

Financiabilidade da expansão pelo ACL

O maior desafio para os empreendedores que procuram investir em projetos para gerar e vender energia no mercado livre é a financiabilidade. As soluções em termos de oferta de energia destinada para o ACL sempre passaram por compartilhar a energia existente com o ACR. Todavia, essa energia oriunda das usinas chamadas existentes atingiu um nível de comprometimento elevado com o volume de vendas no ACR juntamente com a nova regra de renovação das concessões das hidroelétricas, instituída pela Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, que (i) para as usinas que aceitaram as condições da renovação, transformou desde janeiro/2013 a energia proveniente das mesmas em cotas destinadas unicamente para o ACR e (ii) para aquelas que não aceitaram as condições, a nova lei converte, à medida em que vencem os prazos das concessões/autorizações (em geral entre 2015 e 2017), a energia proveniente das UHEs e PCHs renovadas em cotas também exclusivamente para o ACR. Assim, como grande parte dos contratos do ACL está lastreada por energia existente, tem ocorrido um enxugamento da oferta de energia destinada a esse mercado. O resultado, segundo [59] é um balanço contratual desfavorável para o ACL.

Em termos de energia nova – aquela proveniente da expansão do parque elétrico brasileiro –, as estruturas de financiamento para as novas obras de geração no Brasil são todas baseadas nos fundamentos do BNDES, principal financiador da infraestrutura brasileira. Estes fundamentos do financiamento adotaram como base de garantias para os leilões de energia nova os direitos creditórios dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Assim, os contratos de longo prazo, usualmente de 20 a 30 anos, tem sido o caminho adotado. Reconhece-se que este é um caminho mais simples, dado que em grande parte os riscos para o financiador se concentram no período de construção, onde a estrutura do investidor é levada em consideração, mas prejudica o acesso do ACL à energia nova.

Com relação ao suporte do mercado para a expansão da matriz elétrica, o pensamento mais ortodoxo enxerga apenas os contratos de longo prazo firmados no ACR (15 a 30 anos), onde os compradores são concessionários de serviço público de distribuição que repassam seus custos aos consumidores finais por

meio de suas tarifas. Apesar do processo licitatório, envolvido nos leilões públicos de compra de energia, o mesmo apresenta apenas uma competição de investidores pelo mercado. Já no ACL, as ofertas de venda precisam alcançar o mercado comprador em uma competição de investidores para o mercado, caso contrário não há operações. Na questão da financiabilidade do ambiente livre para novos projetos de expansão é fundamental encontrar novas fórmulas que permitam o suporte dos financiamentos, mesmo que os contratos sejam, essencialmente, de médio prazo (3 a 5 anos).

4.3

Principal desafio: BNDES e *project financing*

4.3.1

Papel do BNDES no financiamento do SEB

O BNDES tem sido o principal agente financiador de projetos no setor elétrico, atuando diretamente ou em conjunto com instituições financeiras repassadoras. Isso porque o BNDES oferece condições atrativas como:

- Alavancagem máxima: 70% (recentes medidas publicadas pelo Banco estão mudando este critério para no máximo 50%).
- Custos: TJLP +1,2% (remuneração básica do BNDES) + spread de risco (que chegar até 3%).
- Prazo ACR: até 20 anos (ou até maior no caso dos projetos estruturantes)
- Prazo ACL: 16 anos
- Carência de 6 meses após início da operação comercial
- Vale ressaltar que, em caso de operações de leilões passados, o BNDES aplica as regras vigentes na ocasião (ICSD, volume da dívida, etc.)

As formas de apoio do BNDES são por meio de financiamento de longo prazo: *Corporate Finance* e *Project Finance* e participação acionária direta e/ou por meio de fundos, subscrição de debêntures.

A principal estrutura de financiamento adotada tem sido o *Project Finance*, na qual os ativos são fisicamente identificáveis, pois podem ser econômica e legalmente segregados por meio de uma SPE. Além disso, em geral, os projetos apresentam fluxo de caixa previsível, com receita pré-definida e indexada anualmente à inflação.

O sistema de garantias depende da fase do projeto (construção ou operacional) e é, além das garantias usuais associadas ao fluxo de caixa do projeto, composto por uma série de *Covenants*, tais como: índice de cobertura da dívida, conta reserva, limite máximo de distribuição de dividendos etc.

4.3.2

Financiamento BNDES e garantias

Os empréstimos do BNDES são garantidos pelos contratos dos ativos subjacentes. A contratação de financiamento para projetos vencedores de leilões no ACR enfrenta menores dificuldades, uma vez que já existe uma padronização de contratos e garantias, que asseguram o compartilhamento (e mitigação) dos riscos e os recebíveis por parte do agente financiador.

Já para o ACL, a situação é diferente: há uma exigência por parte do financiador de contratos de venda de energia de longo prazo (no mínimo pelo prazo de pagamento da dívida) e, adicionalmente, exige-se a venda dos contratos para consumidores com boa classificação (*rating*) de risco.

4.3.3

O BNDES e o ACL

Algumas opções para os investidores no ACL tem sido:

- I. O uso da estrutura integrada empresarial para viabilizar projetos, ou seja, o desenvolvimento de projetos com dinheiro próprio (*full equity*). Ocorre que, investir sem contar com financiamento, reduz a capacidade de atuar em novos projetos e inviabiliza diversos outros;
- II. A formação de um portfólio com projetos nos dois ambientes, ACR e ACL, pois, nesse caso há o suporte dos contratos de longo prazo do ACR nos anos iniciais, mais críticos para o pagamento da dívida; e

- III. Financiamento condicionado à criação de uma conta reserva especial. Nessa última alternativa todos os recursos não consumidos pelo projeto e que poderiam ser distribuídos na forma de dividendos ficam retidos em uma conta reserva especial, dada em garantia ao financiamento e o acionista não recebe dividendo, além do mínimo obrigatório, até que apresente PPA com prazo compatível com o financiamento. Ao apresentar o PPA, os recursos são liberados.

Fica claro que o BNDES aplica para o ACL, a estrutura clássica de financiamento de projetos de geração, sem considerar a lógica específica desse mercado, com a característica de capilaridade de seus agentes. Os pontos principais, porém, estão na exigência de contratos de longo prazo, o que não é compatível com o ACL, e na consideração de hipóteses muito conservadoras quando contratos de longo prazo não estão presentes. Essa posição conservadora do banco visa dar maior segurança para o banco, no entanto o BNDES é um banco de desenvolvimento, além de ser a única fonte de financiamento de longo prazo existente e, como tal, é necessário que o mesmo aceite outras estruturas de garantias, que permitam a liberação de empréstimos para o mercado livre dentro do perfil de risco aceito pelo Banco, para promoção da fundamental infraestrutura no país.

4.3.3.1

Premissas atuais do BNDES quanto ao ACL

As premissas do BNDES relativas aos empreendimentos que desejam firmar contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre, de forma a lidar com o risco de mercado são: (i) para o período em que houver contrato com garantia sólida: considera-se o preço do contrato e (ii) para o período posterior, considera-se que a energia será vendida no mercado de curto prazo ao menor preço que este mercado admite (PLD_min), cujo valor vigente em 2014 era de 15,62 R\$/MWh (Resolução Homologatória nº 1667 de 10 de dezembro de 2013) e em 2015 é de R\$30,86 R\$/MWh (Resolução Homologatória nº 1832/2014), ou seja, utiliza-se na avaliação do financiamento um valor extremamente conservador, com pouca ou nenhuma probabilidade de ocorrer por períodos maiores do que 01 mês, principalmente depois da mudança de cálculo ocorrida em

2013 com a introdução da curva de aversão ao risco no modelo de formação de preços e com o aumento da base térmica na matriz elétrica brasileira.

Para corroborar as colocações acima, são apresentadas a seguir duas projeções de longo prazo para o PLD, uma com a variação mensal e outra com os valores médios anuais, em nenhuma destas simulações ocorreram amostras com piso do PLD.

Estas rodadas consideram os seguintes decks de informações oficiais como dados de entrada:

- Para os anos de 2015 a 2019 – Programa Mensal de Operação (PMO) – Fevereiro de 2015 (Fonte: ONS).
- Para os anos de 2020 a 2023 – Plano Decenal de Energia (PDE) – 2023 (Fonte: EPE).
- De 2023 em diante: Plano Nacional de Energia (PNE) – 2030 (Fonte: EPE).

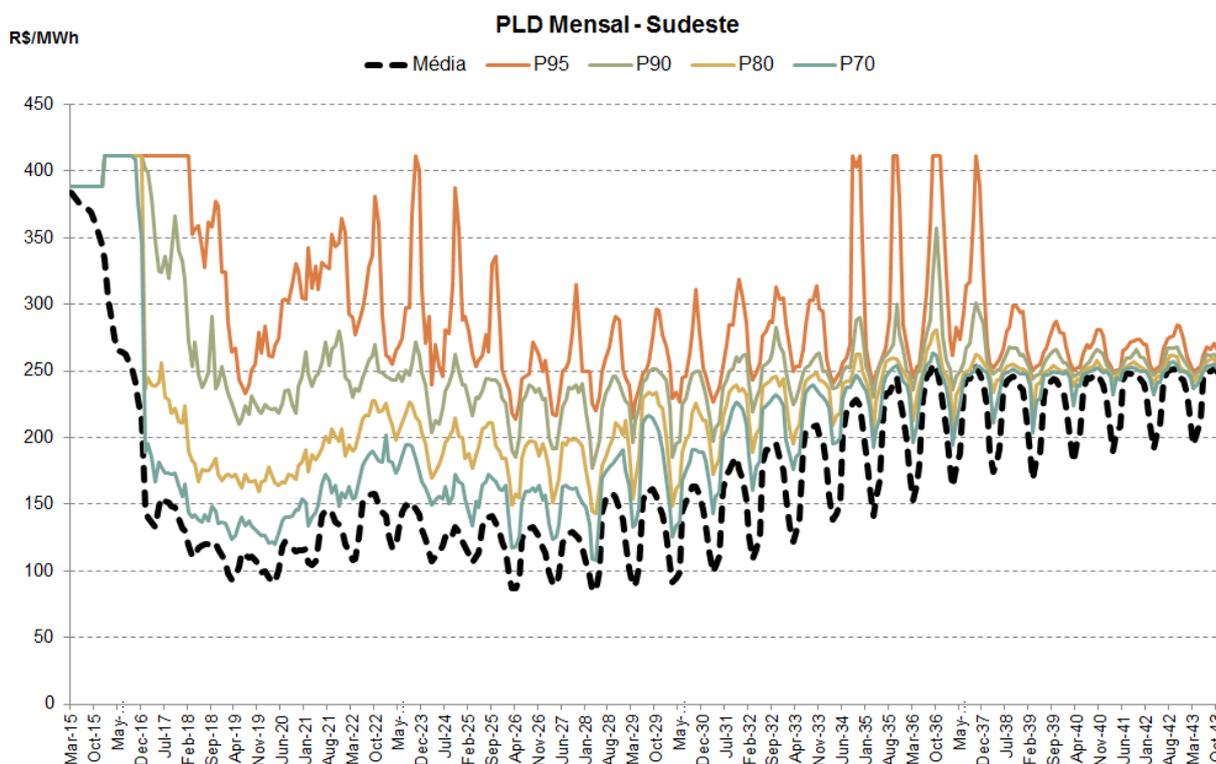


Figura 9: PLD Mensal – Sudeste – Fonte: Elaboração da autora.

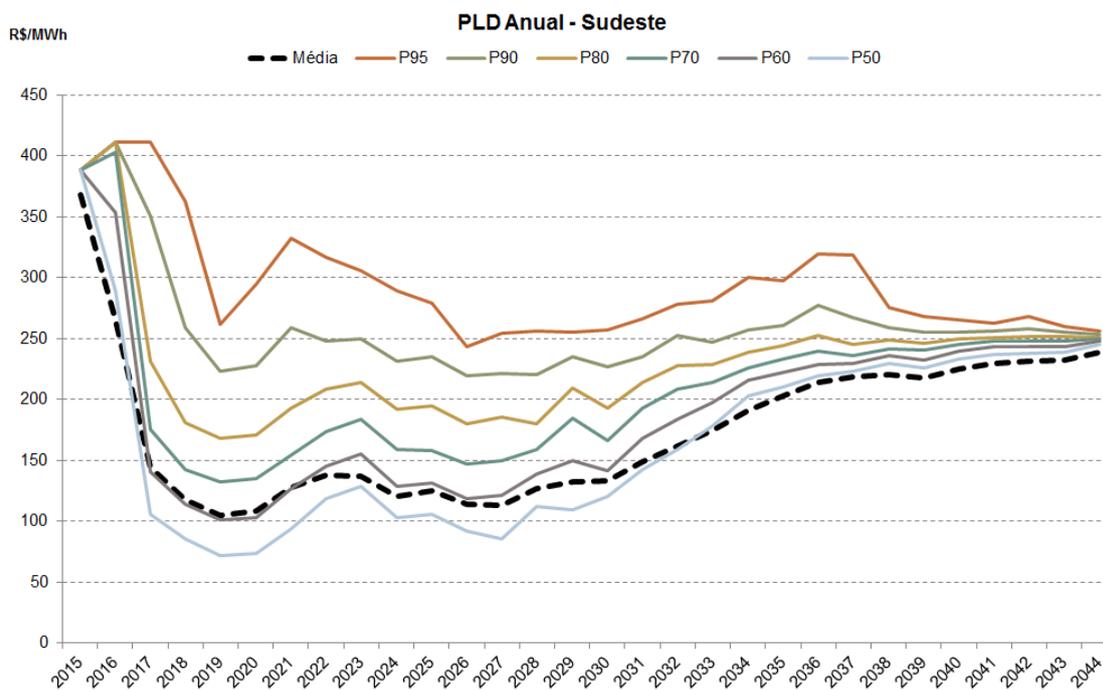


Figura 10: PLD Médio Anual – Sudeste – Fonte: Elaboração da autora.

Assim, pode-se admitir que as premissas adotadas pelo BNDES para o ACL não são compatíveis com as características desse mercado e, por consequência, irão sempre ser insuficientes para garantir o financiamento de projetos de geração que desejem ofertar energia em tal mercado.

4.4

Criando uma proposta baseada em compromissos sucessivos garantidos por contratos e robusto esquema de garantias

É importante que sejam, inicialmente, apontadas algumas questões relevantes em relação às premissas adotadas atualmente pelo BNDES em relação a projetos de geração que ofertem sua energia no ACL.

O fato de, no momento da solicitação do financiamento, o projeto não possuir contratos de longo prazo, não significa que o gerador, durante todo o período de amortização, não buscará firmar contratos. O gerador terá como estratégia racional buscar o melhor mercado para comercializar sua energia, mas como a precificação de contratos no ACL, no curto prazo, é influenciada pelo PLD, pode-se argumentar que a premissa de PLD_{min} é válida sob a ótica do conservadorismo, apenas no caso do gerador resolver deixar para trabalhar com

contratos de curto prazo (planta Merchant).

No entanto, por ser um fenômeno com reversão à média, o valor esperado do PLD “n” anos adiante (três ou mais) é praticamente independente da situação hidrológica do momento da solicitação do financiamento, o que significa que na hipótese do BNDES querer considerar o PLD como referência de preços para os contratos no ACL com entrega para daqui a três ou mais anos, estes tendem a convergir para o valor esperado do PLD no momento da negociação do contrato, mesmo que o preço *spot* no momento da negociação esteja no seu valor mínimo, conhecido como piso. Como pode ser observado nas simulações apresentadas nas figuras 17 e 18 acima.

Uma possível objeção seria a de que utilizar uma estatística calculada a partir da distribuição da projeção de preços no ACL como premissa econômica também não evita o risco que o fluxo de caixa nos primeiros anos de operação da usina possa ser insuficiente para garantir os pagamentos da dívida, e, portanto, implicaria um risco ao financiador.

No entanto, o PLD no longo prazo, tende para a média e essa média tem uma forte correlação com o Custo Marginal de Expansão, pois é o sinal para nova expansão, que deve ser menor que o Custo Marginal de Operação de longo prazo.

No entanto, esse risco pode ser superado por uma combinação da obrigação sobre o gerador de compromissos sucessivos garantidos por contratos em um horizonte pré-acordado, considerando-se, assim, prazos compatíveis com a realidade de mercado e um esquema de garantias desenvolvido com o banco como alternativa à obrigação anterior.

4.5

Resumo da proposta

1. Definição de uma hipótese razoável para estimar o fluxo de caixa para os anos sem contrato.
 - Premissa de receitas para cálculo da alavancagem com base no Custo Marginal de Expansão do Sistema definido como o custo do investimento necessário para atender uma unidade adicional de demanda (Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80), Anexo), calculado

pela Empresa de Pesquisa Energética.

- Projeção de preços no ACL: metodologia de projeção de preço futuro baseada no portfólio de contratos das distribuidoras, que permite que o agente financiador possa aferir a projeção de premissas de receitas sugerida pelo investidor. É importante observar que no mercado livre de fontes incentivadas o referencial de preço, no médio prazo, é a tarifa do consumidor cativo com um desconto, que varia em função das condições de oferta e demanda do mercado. Esta tarifa do cativo é calculada pela soma da tarifa de energia mais a parcela fixa da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), sobre a qual é aplicado o desconto. Este mecanismo, bem como uma projeção de preços estão apresentados no Capítulo 5. Esta curva de preços, serve como uma ferramenta adicional de conforto para o Banco, já que o mercado incentivado deverá sempre trabalhar com valores acima do CME, uma vez que ele captura no seu preço de energia uma parcela do benefício da redução da TUSD, também demonstrado neste estudo.

- Projetar os preços de energia do mercado incentivado considerando:

1. *Break even*: preços máximos de venda de energia no mercado incentivado que deixariam o consumidor indiferente entre a distribuidora e o gerador incentivado;
2. Preços com desconto: preços máximos de venda de energia no mercado incentivado que dariam ao consumidor um desconto em relação ao seu custo de suprimento no mercado cativo (foram simulados descontos de 10%, 20% e 25% no *break even*).

2. Condicionar a aceitação de (1) na concessão do financiamento ao projeto estar sempre contratado conforme a seguir:

Primeira tranche de contratos de forma que a energia gerada esteja contratada por no mínimo N anos, sendo que no penúltimo ano/ano anterior ao vencimento, o gerador é obrigado a firmar nova contratação por pelo menos mais X anos. Daí em diante, sempre no ano anterior ao vencimento da contratação é necessário firmar nova contratação de no mínimo X anos.

- Por exemplo, N pode ser cinco e X três.

Quanto mais longo o contrato no início, mais segurança tanto para o investidor quanto para o financiador.

Primeira tranche de contratos de forma que a energia gerada esteja contratada por no mínimo cinco anos, sendo que no quarto ano, o gerador é obrigado a firmar nova contratação por pelo menos mais três anos. Daí em diante, sempre no penúltimo ano de contratação é necessário firmar nova contratação de no mínimo três anos.

3. Definição de um esquema de garantias executáveis caso (2) não se verificarem (aumento da conta reserva e/ou apresentação de garantias bancárias e/ou elevação do *spread*).

Covenants:

- O crédito dos compradores da energia deverá ser previamente aprovado pelo BNDES.
- No PPA deve constar cláusula de cessão dos direitos creditórios à instituição financiadora.
- Preço de renovação deve garantir ICSD mínimo de 1,3.
 - Se a partir da renovação ICSD for maior que 1,1 e menor que 1,3, o investidor é obrigado a aumentar sua conta reserva para mais três meses (total de seis meses) até atingir novamente ICSD igual a 1,3.
 - Caso a partir da renovação da contratação da energia gerada o ICSD passe a ser menor que 1,1, o investidor é obrigado a aportar garantia financeira sobre o saldo remanescente do contrato, até o projeto recuperar o ICSD de 1,3.

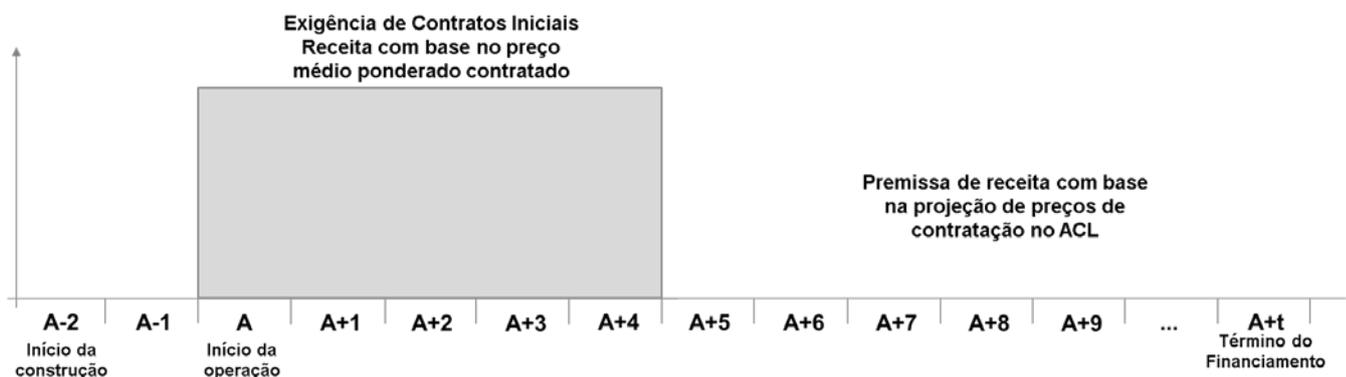


Figura 11: Funcionamento do esquema de cálculo da alavancagem no ano “A”.
Elaboração da autora.

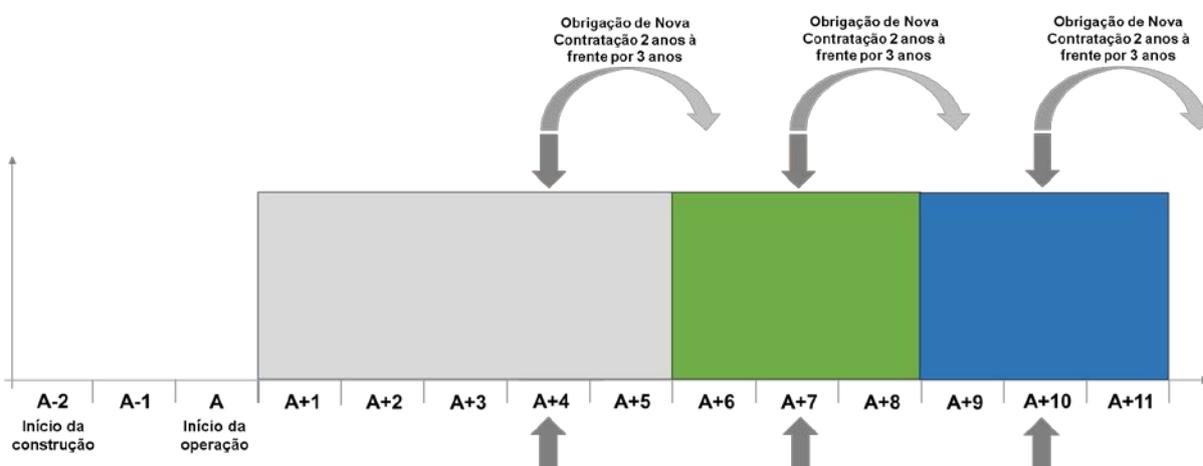


Figura 12: Esquema Proposto de Obrigações Sucessivas. Elaboração da autora.

Por fim, atrelado a todo o esquema proposto, é necessário que se trabalhe institucionalmente junto à CCEE, à ANEEL e ao MME de forma a criar mecanismos de conforto para o BNDES em termos de financiamento de projetos de geração para venda de energia no ACL.

4.6

Vantagens do esquema proposto

- Desonera o mercado regulado de ser único responsável pela viabilização da expansão.
- Adequada às necessidades do ACL.
- Permite que a demanda de consumidores livres “clássicos” respalde a

expansão da oferta de geração e incentiva o desenvolvimento de projetos mais adaptados às necessidades específicas dos consumidores.

- Provê energia para o ACL, aumentando sua liquidez e permitindo a sua expansão/perenização.
- Induz a uma expansão que atende integralmente o crescimento da demanda de energia elétrica.
- Estimula desenvolvimento das fontes alternativas e da geração distribuída
- Permite que o banco financie o montante adequado ao verdadeiro risco do projeto.
- Democratiza o investimento em geração de energia, permitindo entrada de players pequenos e médios na expansão
- Modelo de projeção de preços baseados em dados oficiais, públicos e auditáveis.
- Compatível com as melhores práticas internacionais.

5

Estudo de Caso: Modelagem de financiamento de um projeto de PCH utilizando o esquema proposto

Como visto, diferentemente do mercado regulado, os contratos do mercado livre são, em geral, de médio prazo, o que torna incerto o preço de venda da energia do empreendimento. Por este motivo, o BNDES assume que este preço será sempre igual ao piso do PLD nos anos para os quais não há contrato firmado.

Esta hipótese demasiadamente conservadora torna quase impossível que um investidor consiga cobrir as exigências feitas pelo banco de índice de cobertura do serviço da dívida para financiar um empreendimento. Esse trabalho visa, então, apresentar uma proposta para melhorar as condições de financiabilidade de projetos de geração de energia elétrica voltados ao ACL, a partir da ótica do financiador.

Diante da necessidade de o mercado livre passar a financiar a expansão da oferta a ser para sua demanda destinada, o objetivo desse capítulo é ilustrar quantitativamente, por meio de estudos de caso a partir de um projeto existente com dados reais, como a proposta conceitual discutida nos capítulos anteriores, que a partir de um esquema de compromissos sucessivos e garantias robustas, altera o valor do preço de venda assumido pelo BNDES em seus cálculos seguindo critérios técnicos, melhoraria as condições de financiamento de projetos de geração para venda de energia no ACL, estimulando, assim, a expansão da oferta de geração nesse mercado.

A fonte de energia incentivada utilizada como parâmetro de comparação nesse estudo é a Pequena Central Hidroelétrica, no entanto, as análises aqui apresentadas podem ser estendidas para outras fontes incentivadas como biomassa e eólica. Cinco análises são apresentadas:

- a) Modelagem de financiamento de um projeto de PCH considerando as condições atuais de financiamento do BNDES para projetos com contratos de longo prazo no ACR.
- b) Modelagem de financiamento de um projeto de PCH considerando as condições atuais de financiamento do BNDES para projetos com contratos

no ACL – contrato inicial de 5 anos e curva *forward* de preços para os anos sem contrato considerando limite mínimo do PLD (R\$ 30,26/MWh em 2015).

- c) Modelagem de financiamento de um projeto de PCH utilizando o esquema proposto - contrato inicial de 5 anos no ACL (preço considerando descontos de 5% a 30% sobre *break even* do ACR) e curva *forward* de preços para os anos sem contrato considerando Custo Marginal de Expansão (CME).
- d) Modelagem de financiamento de um projeto de PCH utilizando o esquema proposto - contrato inicial de 3 anos no ACL (preço considerando descontos de 5% a 30% sobre *break even* do ACR) e curva *forward* de preços para os anos sem contrato considerando Custo Marginal de Expansão (CME).
- e) Modelagem de financiamento de um projeto de PCH utilizando o esquema proposto - contrato inicial de 2 anos no ACL (preço considerando descontos de 5% a 30% sobre *break even* do ACR) e curva *forward* de preços para os anos sem contrato considerando Custo Marginal de Expansão (CME).

Nota: Preços futuros tendendo ao Custo Marginal de Expansão atual é uma premissa conservadora, uma vez que o governo já tem estabelecido preços teto para os leilões LFA e A-3 de 2015 acima do atual CME, sinalizando um aumento do CME para o próximo Plano Decenal de Expansão.

A análise é feita com base em um tripé: viabilidade de investimento, custo do capital próprio, calculado pelo CAPM, maior que taxa interna de retorno do fluxo de caixa do acionista; viabilidade de financiamento, cumprimento das exigências de ICSD e viabilidade comercial, compatibilidade dos preços que viabilizam a proposta em relação aos preços atualmente negociados no mercado livre de energia.

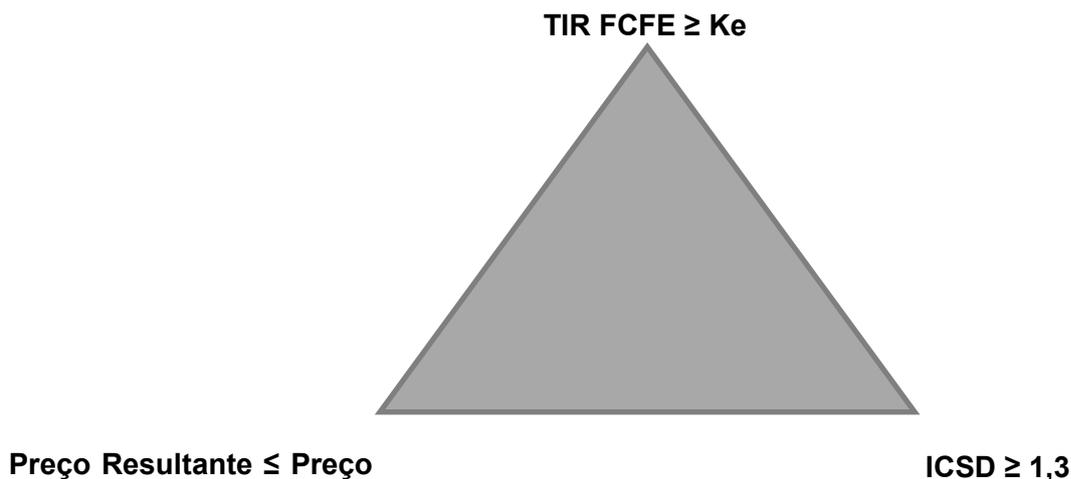


Figura 13: Tripé utilizado na análise de cada caso. Elaboração da autora.

A seção 5.1 apresenta as premissas utilizadas para estimativa do custo de capital próprio utilizado como taxa mínima de atratividade na análise de viabilidade de investimento de cada caso. A seção 5.2 apresenta o modelo econômico-financeiro utilizado para estimativa dos fluxos de caixa da empresa e do acionista, cálculo do VPL e da TIR para avaliação da viabilidade de investimento e base de todas as análises de viabilidade de financiamento. Na seção 5.3, por sua vez, é detalhada a modelagem da curva *forward* de preços para os anos em que o investidor ainda não possui contrato quando da solicitação de financiamento aos BNDES e na seção 5.4 os resultados de cada caso (a) - (e) são apresentados.

É importante observar que pela legislação atual, implementada pela Lei 12.783/2013, o consumidor incentivado só pode voltar para o mercado cativo com aviso prévio de cinco anos, assim esta deve ser a tendência para a maioria dos contratos neste mercado, já que o mesmo trabalha sempre arbitrando entre o mercado cativo e o livre. Entretanto, considerando a existência de um mercado já existente e a rotatividade dos contratos, foram feitas análises com contratos iniciais com periodicidade inferiores. Também cabe ressaltar que há casos de contratos mais longos, de até 10 ou mais anos, porém são menos comuns, por isto não foram considerados neste estudo.

5.1

Estimativa do Custo do Capital Próprio (Ke)

Para estimativa do Custo do Capital Próprio foi utilizado o *Capital Asset Model Pricing* metodologia utilizada pela Agência Reguladora, ANEEL, utilizando os mesmos critérios da definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas.

O CAPM é construído sobre a premissa de que a variância de retornos é a medida de risco apropriada, mas apenas aquela porção de variação que é não diversificável é recompensada, ou seja, parte do risco em qualquer ativo individual pode ser eliminado por meio da diversificação. O método [CAPM] assume que o prêmio de risco requerido pela ação é proporcional ao seu coeficiente beta, o qual mede a volatilidade e indica a variação dos retornos da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário [1].

Em [1] reconhece-se também que, em face de características bastante particulares do mercado acionário brasileiro, alguns desafios se apresentam no cálculo do custo de capital próprio pelo CAPM. Questões como: (i) o prêmio de risco do mercado acionário brasileiro ser majoritariamente negativo; (ii) constantemente a taxa Selic¹⁸ ser utilizada para política monetária e (iii) o índice acionário brasileiro ser extremamente concentrado, não permitem que essa metodologia possua robustez, pois distorcem totalmente as premissas do CAPM.

Diante disso, em [1] o custo de capital próprio para empreendimentos de geração de energia elétrica no Brasil é estimado a partir do CAPM aplicado ao mercado norteamericano, fazendo-se as devidas adaptações. Como o mercado de referência nesse cálculo é, portanto, o dos Estados Unidos, adiciona-se, ao CAPM padrão, o prêmio de risco Brasil (rB) e adapta-se o beta à estrutura de capital e carga tributária do mercado brasileiro. O custo de capital próprio derivado desse cálculo será uma taxa em dólar que deve ser convertida para a moeda brasileira, conforme equação de conversão exposta por [27].

¹⁸ “A taxa Selic é a taxa de financiamento no mercado interbancário para operações de um dia, ou *overnight*, que possuem lastro em títulos públicos federais, títulos esses que são listados e negociados no Sistema Especial de Liquidação e Custódia (Selic). Essa é a taxa utilizada para operações de curtíssimo prazo entre os bancos, que, quando querem tomar recursos emprestados de outros bancos por um dia, oferecem títulos públicos como lastro, visando reduzir o risco e, conseqüentemente, a remuneração da transação”. (retirado de: <http://www.infomoney.com.br/educacao/guias/noticia/125180/entenda-que-como-selic-afeta-economia-brasileira-seu-bolso>)

5.1.1

Taxa livre de risco

A taxa livre de risco é o retorno esperado pelo investidor em manter um ativo que não apresenta qualquer risco associado. Para estimativa dessa taxa, a ANEEL utilizou um título de renda fixa do bônus do tesouro americano tipo “USTB10”. Esse título possui prazo de 10 anos e é zero-cupom, ou seja, não faz pagamento periódico de cupom. Uma série de dados anuais da cotação deste título no período de 01/1995-12/2012 foi utilizada e, por meio de média aritmética, foi obtida uma taxa de juros média anual de **4,59%**.

5.1.2

Prêmio de Risco de Mercado

Essa parcela do CAPM visa medir a disparidade entre o retorno esperado no mercado acionário. Uma interessante proxy para cálculo do risco de mercado (rm), em se utilizando os Estados Unidos como mercado de referência, é o S&P500¹⁹, índice composto pelas ações das 500 maiores empresas com capital aberto na Bolsa de Nova York.

Nessa dissertação, a partir da metodologia utilizada pela ANEEL, o risco de mercado foi obtido pela diferença entre a taxa de retorno do mercado acionário norteamericano (S&P500), considerando-se séries históricas de 1928 a 2012, e a taxa do bônus do tesouro americano de mesmo período. A partir da média aritmética dos valores resultantes dessa diferença, obteve-se uma taxa anual média de prêmio do mercado acionário de **5,79% a.a.**

¹⁹ “Índice Standard and Poor’s 500 (S&P 500), é formado por 500 ações de empresas americanas, escolhidas, entre outros fatores, por seu valor de mercado, liquidez e relevância em seu setor de atuação. É o índice mais usado no acompanhamento do mercado financeiro norte-americano e considerado um termômetro da economia daquele país” (consultado no site <http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/noticias/2012/BMFBOVESPA-inicia-negociacao-do-contrato-futuro-de-SP500-26-09-2012.aspx?tipoNoticia=1&idioma=pt-br>).

5.1.3

Beta

O Beta reflete tanto o risco do negócio, ou seja, risco sistemático (não diversificável) quando todo o capital da empresa é capital próprio, quanto o risco financeiro, que é o risco adicionado ao projeto devido à alavancagem financeira.

O cálculo do Beta para a determinação da taxa de retorno é mais complexo que os demais e foi realizado, conforme metodologia empregada por [1], nas seguintes etapas:

- i) Cálculo do Beta alavancado para a amostra de quinze empresas de energia elétrica dos EUA (mercado de referência)²⁰ membros do *Edison Electric Institute*, associação que reúne empresas do setor elétrico dos Estados Unidos que possuem capital aberto, representando aproximadamente 70% de toda a indústria nacional. Foram, então, calculados os retornos semanais para o período de **250** semanas, resultando no valor de **0,65**.
- ii) Desalavancagem dos Betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 39,30% de imposto de renda dos EUA, obtendo-se o Beta associado ao risco do negócio, por meio da equação:

$$\frac{\beta}{[1+(1-T)*\left(\frac{D}{E}\right)]} \quad (\text{Eq. 5.1})$$

Onde:

- T é taxa efetiva de Imposto de Renda
- D é a dívida (*Debt*)
- E é o Patrimônio Líquido (*Equity*)

²⁰ São elas: Ameren Corp, American Electric Power Service Corp, Avista Corp, Central Hudson Gas & Electric Corp, Duke Energy, Exelon Corporation, FirstEnergy Service Company, ITC Transmission, Nextera, Northeast Utilities System, Pepco Holdings, Inc, PG&E, Public Service Enterprise Group, Portland General Electric Co, Westar Energy, Inc.

- iii) Cálculo da média dos Betas desalavancados, cujo resultado representa o Beta desalavancado do setor²¹.

A partir da estrutura média de capital dessas empresas, calculada pela relação entre valor de mercado e dívida líquida, e utilizando-se a alíquota de imposto de **39,30%**, obteve-se o beta desalavancado médio igual a **0,44**.

- iv) Realavancagem do Beta desalavancado do setor, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório, 50% de participação de capital de terceiros²², e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, conforme fórmula a seguir:

$$\beta * \left[1 + (1 - T) * \left(\frac{D}{E} \right) \right] \quad (\text{Eq. 5.2})$$

Onde:

- T é taxa efetiva de Imposto de Renda
- D é a dívida (*Debt*)
- E é o Patrimônio Líquido (*Equity*)

Calculando-se o beta para a estrutura de capital definida para as empresas brasileiras de 50% e com a carga de tributos de 34%, a alavancagem do **beta** resultou em **0,73**, a ser aplicado ao setor de geração de energia hidrelétrica no Brasil.

5.1.4

Prêmio de Risco País

Para determinação do prêmio de risco Brasil, [1] adotou como indicador do risco país o índice EMBI + (*Emerging Markets Bond Index Plus*), ou Índice de Títulos dos Mercados Emergentes, calculado pelo banco J.P. Morgan, com data-

²¹ Todos os dados utilizados no cálculo do custo do capital próprio foram retirados de documentos da Agência Nacional de Energia Elétrica, pois a dissertação buscou utilizar referências oficiais do setor elétrico. Possivelmente os valores possuem mais casas decimais que o apresentado.

²² Para a definição da estrutura ótima de capital, optou-se por utilizar como amostra de empresas similares, a partir dos dados de empresas de geração dos últimos 36 meses. A partir daí o valor para a estrutura ótima de capital obtido após a análise foi de 50% de participação de capital de terceiros.

base de 31 de dezembro de 1993. Esse índice busca medir com maior precisão o risco país diário para 15 países. A metodologia de cálculo desse índice considera o *spread* soberano – que é o diferencial do *yield* (rendimento) do título doméstico do país de interesse em relação ao título norte-americano de prazo equivalente.

Para justificar a escolha desse índice, [1] cita como suas principais vantagens: (i) representar a média de diversos títulos, refletindo de forma mais fiel o risco de um país; (ii) ser obtido por meio de critérios transparentes e objetivos; (iii) possuir uma série consistente que tende a perdurar; e (iv) ser vastamente utilizado.

Além do índice e período, é necessário definir a técnica estatística a ser usada na mensuração. Em [1] optou-se pela utilização da mediana para se dar pesos iguais a todos os dados da série e se evitar a potencialização de pontos extremos, como ocorreria com o uso da média.

A figura 14 a seguir apresenta a série de *spread* soberano Brasil representada pelo EMBI+ BR, no período de 2000-2012 e demonstra a ocorrência de eventos extremos.

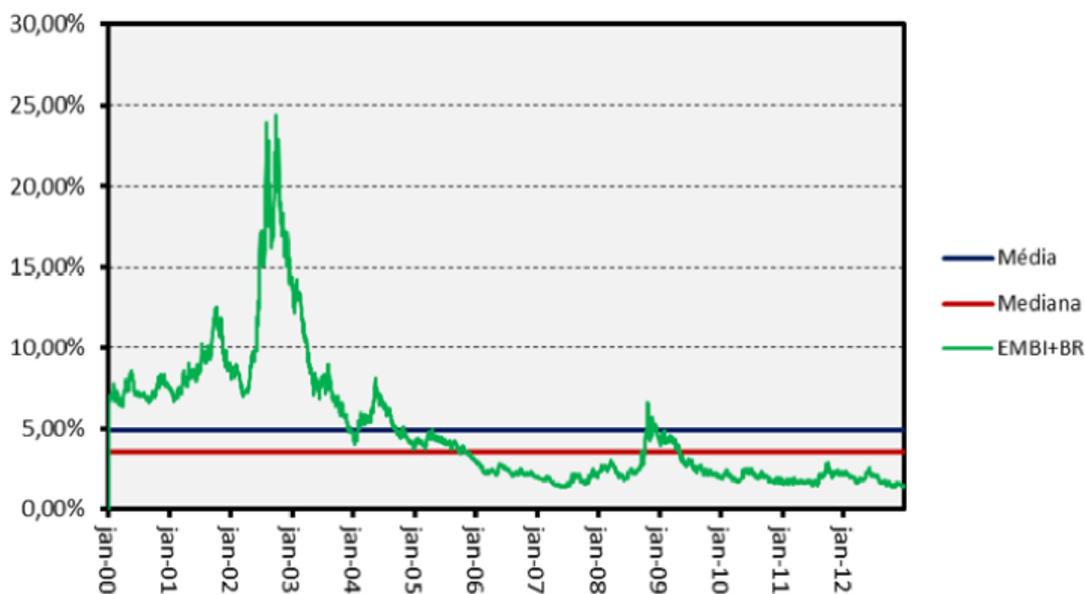


Figura 14: Evolução do índice EMBI+BR de 2000 a 2012. Fonte: [1].

Assim, para o cálculo do prêmio de risco Brasil, [1] se baseou na mediana da série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index Plus* relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), de janeiro de 2000 a dezembro de 2012, resultando no valor mediano de **3,52%**.

5.1.5

Estimativa do Custo de Capital Próprio

Assim, tendo todas as variáveis necessárias para cálculo do custo do capital próprio chegamos a uma estimativa desse valor por meio da resolução da seguinte equação:

$$k_e = r_f + \beta(E[r_m] - r_f) + r_b \quad (\text{Eq. 5.3})$$

Onde:

- Taxa Livre de Risco (r_f) = 4,59%
- Beta (β) = 0,73
- Prêmio de Risco do Mercado de Referência ($B(E[r_m]-r_f)$) = 4,23%
- Prêmio de Risco Brasil (r_b) = 3,52%

O que resulta em um **custo de capital próprio (K_e) nominal de 12,34%**.

Da mesma forma que os demais componentes do modelo, a taxa de inflação considerada também foi determinada por [1] com base em dados históricos. Calculando-se a média anual da taxa de inflação americana no mesmo período adotado para o ativo livre de risco e risco de crédito (1995-2012) obteve-se 2,47%, o que resulta em um **custo de capital próprio real de 9,63%**. Importa observar que o custo de capital obtido corresponde a uma taxa em dólar. É necessário, portanto, para o presente estudo, convertê-lo em uma taxa em reais.

Para a conversão do custo de capital próprio obtido em moeda americana (Dólar) para um custo de capital próprio em moeda brasileira (Real), utilizou-se o método aplicado por [27] para conversão de moedas, apresentado na expressão abaixo. Para inflação brasileira, optou-se pela média dessa no mesmo período (1995-2012)²³ considerado para cálculo da inflação média americana, conforme definido em [1].

$$(1 + k_e) * \frac{1 + \text{inflação}_{BR}}{1 + \text{inflação}_{EUA}} - 1 \quad (\text{Eq. 5.4})$$

²³ Foi utilizado como referência da inflação brasileira o índice IPCA. O Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) é considerado a "inflação oficial" do Brasil por ser usado como base para as metas do governo. Para cálculo da média da inflação no período de 1995 a 2012 foram utilizados dados do IPEADATA recuperados em 22 jun. 2015 de <http://www.ipeadata.gov.br/>

Onde:

- $K_e = 9,63\%$
- $\text{Inflação}_{\text{BR}} = 7,37\%$
- $\text{Inflação}_{\text{EUA}} = 2,47\%$

O que resulta em um custo de capital próprio nominal em moeda brasileira de **14,87%**.

5.2

Modelo econômico-financeiro

Para análise da solução conceitual proposta nessa dissertação, foi necessário o desenvolvimento de um modelo econômico-financeiro para (i) estimativa dos fluxos de caixa da empresa e do acionista, cálculo do VPL e da TIR para avaliação da viabilidade de investimento (ii) simular cada cenário com as curvas de preço específicas para os anos sem contrato (iii) avaliar, para cada caso, dado uma curva de preços para os anos sem contrato, quando houver, o cumprimento da exigência, do BNDES, de Índice de Cobertura da Dívida (ICSD) mínimo para cada ano para financiamento de projetos e o montante máximo que o BNDES estaria disposto a financiar dado esse exigência.

5.2.1

Premissas do modelo econômico-financeiro e sua análise

5.2.1.1

Estruturação do Financiamento por *Project Finance*

O grande benefício gerado pela adoção da estrutura de financiamento por *Project Finance* é o fato de o balanço patrimonial dos patrocinadores do projeto não ser onerado pelo endividamento. Isso ocorre porque, ao contrário do *Corporate Finance*, modalidade na qual os ativos do novo projeto e o financiamento são integrados ao balanço da empresa-patrocinadora, sendo o serviço da dívida coberto pelo fluxo de caixa de todo o portfólio de ativos da empresa, no *Project Finance*, como há a constituição de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) exclusivamente para realização do projeto, é o fluxo

de caixa e os ativos do próprio projeto (e somente eles) que garantem o serviço da dívida.

Como não há uma garantia corporativa por trás do financiamento, foram estruturados compromissos sucessivos de contratação e diversos *Covenants* de forma que o BNDES tenha garantias de pagamento do serviço da dívida mesmo para um projeto que, inicialmente, tenha apenas parte de sua vida útil já contratada.

5.2.1.2

Modelo nominal

Foi elaborado um modelo nominal para avaliação econômico-financeira. Essa escolha é fundamentada no fato de que o BNDES utiliza modelo nominal em suas análises de financiamento para projetos de geração de energia elétrica²⁴ e, uma vez que a essência dessa dissertação é replicar a visão do BNDES diante da questão do financiamento da expansão da oferta de energia por projetos no ACL, optou-se pela utilização de um modelo com a mesma filosofia.

Algumas vantagens da utilização de um modelo nominal corroboram a opção por essa metodologia, como o fato de que em países onde a taxa de inflação é elevada, como é o caso do Brasil, as distorções causadas pela não consideração da taxa de inflação são significativas e penalizam demasiadamente o modelo. Primeiramente porque nem todos os fatores do modelo são indexados à inflação, como é o caso das contas contábeis e tributárias.

Adicionalmente, a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) + “*spread*” utilizada pelo BNDES para valorar as operações de financiamento é nominal. Ao se utilizar um modelo que não leve em consideração a inflação, acaba-se aumentando o custo efetivo da dívida.

O custo efetivo da dívida acaba sendo elevado em um modelo real, já que ocorre um descasamento entre as receitas (contratos sem indexação) e o serviço da dívida que é indexado.

²⁴ Informação obtida por meio de consulta ao Departamento de Engenharia Elétrica do BNDES (Edmar Raimundo em março/2015)

5.2.1.3

Fluxo de Caixa Livre do Acionista

Para avaliação da viabilidade de investimento em uma empresa/projeto, algumas análises determinísticas são realizadas. Para o projeto ser atrativo é necessário:

- 1) $VPL > 0$
- 2) $TMA < TIR$
 - a. $WACC < TIR\ FCFF$
 - b. $Ke < TIR\ FCFE$
 - c. $Ke < TIR\ DDM$

O objetivo do presente estudo é verificar se utilizando as premissas da proposta para viabilização do financiamento de projetos de geração pelo ACL esse se mantém atrativo para um investidor. Diante disso, a análise poderia ser realizada pelo Fluxo de Caixa Livre do Acionista ou pelo Modelo de Dividendos Descontados (DDM). Optou-se, então, por analisar a relação entre o custo do capital próprio (Ke) e a Taxa Interna de Retorno do Fluxo de Caixa Livre do Acionista ($TIR\ FCFE$).

5.2.1.4

Premissas Numéricas

Uma máscara do modelo financeiro é apresentada abaixo, com a indicação das principais linhas de custos, receita e resultados, que serão devidamente detalhados em cada análise específica.

Tabela 3: Modelo econômico-financeiro para cálculo do retorno do Fluxo de Caixa do Acionista. Elaboração da autora.

Período		PV jan-15	Year 1 2015	Year 2 2016	Year 3 2017	Year 4 2018
<i>Ano Final</i>						
<i>Fator Inflacionário</i>			1,00	1,08	1,14	1,20
Geração (GWh)					120,7	120,7
<i>Capacidade Instalada (MW)</i>					25,0	25,0
<i>Garantia Física (MWmed)</i>					14,5	14,5
Receita						
<i>Leilão (GWh)</i>	Free Market				-	-
<i>Preço (R\$/MWh)</i>					R\$ 228	R\$ 239
<i>Receita</i>					-	-
<i>ACL (GWh)</i>					120,7	120,7
<i>Preço (R\$/MWh)</i>					R\$ 252	R\$ 265
<i>Revenue</i>					30.429	31.950
<i>Receita</i>						
Receita Total					30.429	31.950
<i>Impostos sobre Receita (PIS/COFINS)</i>					(1.111)	(1.166)
<i>Despesas de Operação</i>					(1.271)	(1.346)
<i>TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)</i>					(534)	(561)
<i>CCD (Custo de Conexão)</i>					(69)	(72)
<i>TFSEE (Taxa de Fiscalização ANEEL)</i>					(48)	(50)
<i>Contribuição CCEE</i>					(12)	(13)
<i>UBP</i>					-	-
<i>Total OM&A (OPEX)</i>					(1.933)	(2.042)
<i>OM&A R\$ / MWh</i>					16,0	16,9
EBITDA					27.385	28.742
<i>Margem EBITDA</i>					93%	93%
<i>CAPEX</i>			-	(108.918)	(104.440)	
<i>CAPEX Sustentável</i>					-	(239)
Fluxo de Caixa Desalavancado antes IR	15,1%	(0)	(108.918)	(104.440)	27.385	28.503
<i>Captação</i>			65.679	62.978	-	-
<i>Amortização</i>					(4.533)	(9.065)
<i>Despesa de Juros</i>					(5.802)	(11.241)
<i>Serviço da Dívida</i>					(10.334)	(20.306)
<i>Imposto de Renda</i>					(937)	(984)
<i>Valor Residual</i>					-	-
Fluxo de Caixa Alavancado após IR	18,6%	(0)	(43.240)	(41.462)	16.113	7.213
ICSD						
	Min (2014-2032)		1,4x		2,6x	1,4x
	Min (2032-2063)		0,0x			
<i>Saldo Conta Reserva</i>					-	(5.167)
<i>Varição do Saldo Conta Reserva</i>					(5.167)	91
<i>Custo de Oportunidade</i>					(431)	(420)
Fluxo de Caixa Alavancado após IR e CR	17,9%	(0)	(43.240)	(41.462)	10.515	6.884

Tabela 4: Demonstração do Resultado do Exercício (DRE). Elaboração da autora.

Demonstração do Resultado do Exercício

em R\$ ³	2015	2016	2017	2018
Receitas	-	-	30.429	31.950
Impostos sobre Receita	-	-	(1.111)	(1.166)
			-3,65%	-3,65%
OPEX	-	-	(1.933)	(2.042)
EBITDA	-	-	27.385	28.742
Depreciação/Amortização	-	-	(7.658)	(7.666)
EBIT	-	-	19.727	21.076
Despesa de Juros	-	-	(5.802)	(11.241)
Interest Income	-	-		
EBT	-	-	13.925	9.835
IR	-	-	(937)	(984)
			-3,08%	-3,08%
Receita Líquida	-	-	12.988	8.851

As análises dos resultados de cada estudo de caso serão baseadas nas informações fornecidas a partir da elaboração do fluxo de caixa da firma, posteriormente do acionista e suas taxas de retorno.

5.3**Curva Forward de preços a serem considerados nos anos sem contrato**

Em um resumo geral, o comportamento dos preços no mercado de energia pode ser enxergado em três horizontes conforme abaixo discriminado:

- Curto Prazo (até 1 ano) – Preços de mercado são altamente dependentes da conjuntura energética (PLD) e da liquidez de lastro no mercado (balanço oferta/demanda) – O piso é o PLD (gerador liquida, em última instância, ao PLD na CCEE) e o mercado paga uma margem para remunerar lastro (às vezes, até negativa em situações de PLD extremamente elevado).
- Médio Prazo (de 1 a 5 anos) – Teto de preço é a distribuidora: se o cliente não encontrar energia abaixo da tarifa do cativo, pode retornar ao ACR com aviso prévio de cinco anos.
- Longo Prazo (acima de 5 anos) – O driver de preço é o Custo Marginal de

Expansão, hoje governado pelo custo de expansão das novas ofertas (termelétricas, eólicas, PCHs, projetos estruturantes etc.).

5.3.1

Preços de Curto Prazo

O desenvolvimento de uma curva *forward* de curto prazo não será abordado com maiores detalhes nessa dissertação, uma vez que se está trabalhando com preços de contratos no médio e longo prazo, já que pela proposta, o empreendedor deve apresentar ao BNDES, no início do financiamento um ou mais contratos que englobem sua energia gerada nos primeiros anos de operação.

5.3.2

Preços de Médio Prazo

O preço de energia no mercado livre de consumidores incentivados mantém uma forte correlação com as tarifas das distribuidoras, pois este mercado funciona sempre arbitrando o benefício entre estar no mercado livre contra estar no mercado cativo.

Este mercado de fontes incentivadas, conta com um incentivo importante que é o desconto de no mínimo 50% sobre a parcela fio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), o que permite ao gerador obter um maior valor para sua energia ao capturar parte do desconto que o consumidor tem direito ao contratar energia oriunda dessas fontes.

Assim, foi criado o conceito do *break even*, que é o preço da energia para o qual o consumidor fica indiferente entre estar no ACL ou no ACR. Em termos numéricos, o *break even* é o valor da tarifa de energia (TE) paga por determinado consumidor no mercado regulado somado a 50% (ou desconto maior, caso a energia adquirida dê direito) do valor do fio (TUSD demanda – remunera o uso da rede de distribuição/transmissão) A partir deste ponto o mercado oferece um desconto, chamado de desconto com relação ao cativo, que normalmente varia entre 5% a 25%, dependendo da oferta do mercado e da importância relativa do custo de energia na matriz de custo do consumidor.

As Tarifas de Fornecimento (TF) das distribuidoras são compostas por duas

principais componentes: as Tarifas de Energia (TE) e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD).

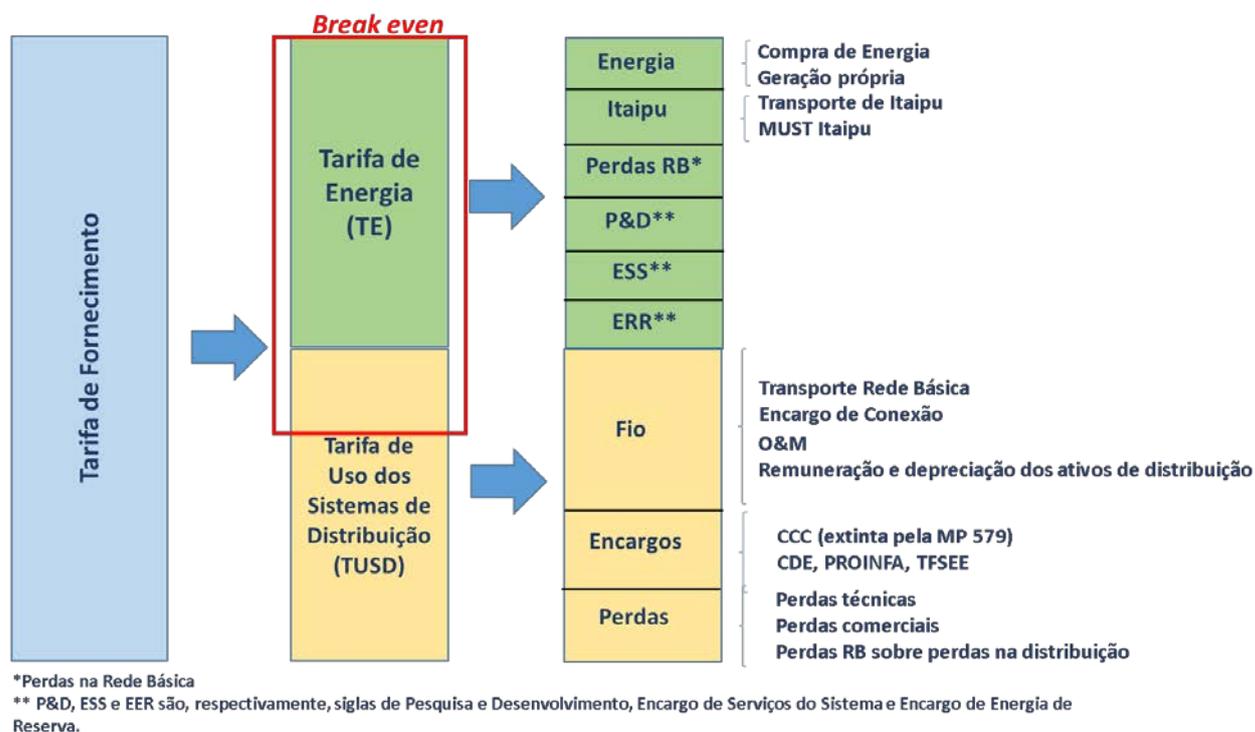


Figura 15: Composição da Tarifa da Distribuidora. Elaboração da autora.

Como acima mencionado, o preço do mercado incentivado livre mantém forte correlação com a tarifa das distribuidoras, assim é possível traçar uma projeção de curva futura de preços desse mercado baseada na evolução das tarifas das distribuidoras, que é função do perfil de contratação de cada distribuidora, da entrada das novas energias contratadas (leilões realizados), recontração de energia velha, políticas governamentais (encargos), políticas operativas do ONS, PLD e CME.

Um dos objetivos intermediários deste trabalho é demonstrar que existem metodologias disponíveis, baseadas em dados públicos e auditáveis que permitem fazer projeções de curto, médio e longo prazo para os preços do mercado livre de energia, de forma a propiciar ao BNDES o devido conforto na análise dos projetos de novos empreendimentos direcionados para o ACL.

Assim, no ato de apresentação do pedido de financiamento, o empreendedor poderá apresentar um estudo, preparado por Consultoria Especializada de primeira linha, corroborando sua premissa de preços bem como sua estratégia de

contratação. A área técnica do BNDES poderá interagir diretamente com essa empresa de forma a obter o devido conforto relativo ao trabalho apresentado, e se for o caso contratar uma segunda empresa para auditar, conforme prática bancária internacional.

Dessa forma é apresentada a metodologia, da forma bastante resumida, uma vez que o objetivo dessa dissertação é a proposição de uma solução conceitual à viabilidade de financiamento de geração pelo mercado livre e não a proposição de uma metodologia de projeção de preços, e os resultados das projeções de TE para as principais distribuidoras do Brasil bem como um exemplo do perfil de balanço médio contratual deste segmento.

A partir das TE é possível projetar também os preços de energia no mercado livre convencional e, assim, permitir que se compare os custos com suprimento de energia nos mercados cativo e livre convencional, entretanto para a projeção dos preços no mercado livre incentivado é importante observar também a evolução das tarifas de transporte TUSD.

A projeção da tarifa de energia envolve os seguintes passos:

1. Projetar a demanda de energia para cada distribuidora;

No presente trabalho foi utilizada projeção de demanda até 2024 baseado nos dados de [36] referente à projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2015-2024), considerando no horizonte de 5 anos a contratação atual das distribuidoras, a partir desse período um crescimento médio próximo a 4,1%.

Tabela 5: Projeção do consumo de energia elétrica até 2024. Fonte: [36].

Ano	Consumo (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$ 2010)
2014	525	4.019
2019	650	4.653
2024	786	5.688
Período	Consumo (Δ% a.a.)	PIB (Δ% a.a.)
2014-2019	4,4	3,0
2019-2024	3,9	4,1
2014-2024	4,1	3,5

2. Levantar o portfólio de contratos e cotas atuais das distribuidoras;
3. Simular a contratação futura de energia (montantes e preços);

A partir do horizonte de 5 anos, o cenário de expansão é obtido a partir da projeção de demanda e da disponibilidade de projetos candidatos (quantidade), considerando a competitividade das tecnologias (preços) e mantendo a conformidade com o critério de confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro.

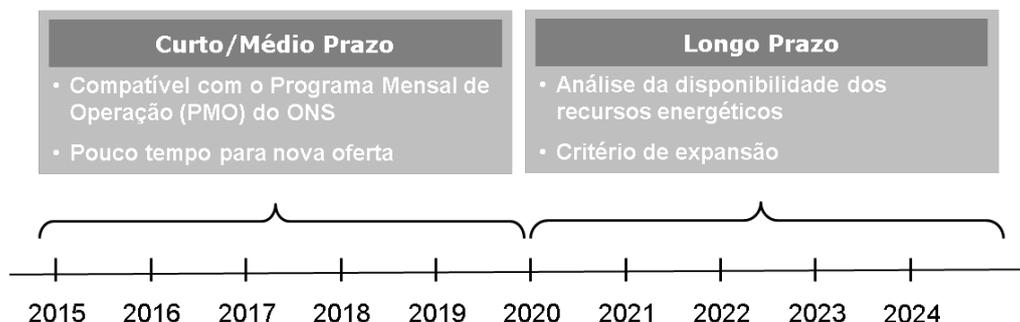


Figura 16: Cenário de Expansão da Oferta de Energia, Fonte: Elaboração da autora.

4. Alocação de cotas de garantia física (concessões de geração transformadas em cotas);
5. Evolução das tarifas das cotas (geração);
6. Renovação dos contratos de energia existente (montante de reposição); e
7. Simular a contratação em leilões A-3 e A-5 de energia nova (suprimento do crescimento de demanda através da oferta de energia do cenário de expansão de longo prazo, já detalhado)
8. Estimar os custos da liquidação financeira dos contratos por disponibilidade e das cotas de garantia física no mercado de curto prazo (CCEE), para todos os cenários hidrológicos;
9. Calcular o custo com os Encargos de Serviço do Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER), que compõem a tarifa de energia.

A figura 17 a seguir apresenta o fluxograma do processo de cálculo da tarifa de energia da distribuidora.



Figura 17: Fluxograma do Cálculo da Tarifa de Energia de uma Distribuidora. Adaptado de [6].

Conforme mencionado acima, a primeira etapa da projeção das tarifas de energia das distribuidoras é a construção e simulação de seus balanços contratuais.

Demanda:

- São usadas as últimas medições de cargas das distribuidoras (fonte: CCEE) anualizadas (quando não existem medições disponíveis para o ano todo);
- Projeta-se as demandas considerando distintos crescimentos de consumo dos macros segmentos residencial e industrial.

Contratos:

- É usada a última relação de contratos e cotas de energia de cada distribuidora, conforme apresentado pela Aneel quando dos reajustes/revisões tarifários;
- Simula-se a evolução do portfólio com hipóteses sobre o prazo de expiração de contratos bilaterais, renovação de CCEAR de energia existente e contratação de energia nova;
- Os portfólios de contratos são “atualizados” retirando-se os contratos rescindidos ou, eventualmente, com grande probabilidade de virem a ser rescindidos (contratos com geradores cujas obras estejam muito atrasadas

ou não iniciadas, que ainda não tenham licença ambiental ou de operação, inadimplentes no mercado de curto prazo etc.);

- A oferta contratual num horizonte de até 5 anos é a oferta contratada (Leilões A-1, A-3, A-5 e LFA), após este período é uma oferta indicativa, pois dependerá das novas contratações;
- As usinas eólicas construídas no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) tem seus contratos com esse programa começando a expirar a partir do ano de 2026. Neste estudo, considerou-se que após o término dos contratos essas usinas serão descomissionadas. O montante de energia equivalente às cotas contratadas com as distribuidoras será recomposto ao portfólio das concessionárias através da contratação de Energia Nova.

Cotas:

- As cotas de concessão foram alocadas conforme a regulamentação vigente e a alocação das cotas foi mantida constante por todo o horizonte do estudo.
- Empresas que não aderiram à proposta do Governo de prorrogação tiveram a energia de suas concessões alocadas no vencimento em cotas proporcionalmente ao déficit de cada distribuidora (incluída as usinas Jaguará, Miranda e São Simão da Cemig).
- Tarifas de comercialização das cotas: concessões vincendas até 2017, que foram convertidas em cotas de garantia física (Lei nº 12.783/2013).
 - Assumidas revisões tarifárias de 5 em 5 anos a partir do ano da reversão em cota de garantia física;
 - Hipóteses para a 1ª revisão tarifária a ser realizada em 2018, com aumento real para (CAPEX e indenizações):
 - 48 R\$/MWh em 2018 e
 - 52 R\$/MWh de 2022 em diante. Concessões que expiram após 2017 são renovadas e recontratadas a R\$140/MWh²⁵;

²⁵ Em função dos problemas advindos da renovação por cotas de garantia física introduzida pela Lei 12.782/2013, foi postulado que este processo não será repetido para as demais concessões vincendas.

- Crise energética: Exposição involuntária, risco hidrológico, subsídio para equalização tarifária todos repassados em 5 anos a partir de 2015-2019;
- CDE: Custo sendo repassado 100% para a tarifa (25% para 100%)

A CDE, Conta de Desenvolvimento Energético, é um encargo setorial cujo objetivo é financiar os subsídios tarifários do país como o desenvolvimento energético dos estados, projetos de universalização do acesso à energia (Programa “Luz para Todos”), subvenções a consumidores de baixa renda, subvenções à redução tarifária prometida na Lei 12.782/2013 e incentivos a determinadas tecnologias de geração. Adicionalmente, desde 2013, alguns decretos governamentais permitiram o repasse de recursos da CDE também para a cobertura de custos das distribuidoras associados com a contratação de energia e o pagamento de encargos setoriais.

Receita CDE

- (+) Multas aplicadas pela ANEEL
- (+) UBP de concessões hidrelétricas
- (+) Saldos de caixa dos fundos CCC e CDE

Custos CDE

- (-) Subsídio ao baixa renda
- (-) Subsídio ao carvão
- (-) Programa de Universalização
- (-) Custos da CCC
- (-) Subsídios tarifários

Fatores de pressão de alta da Tarifa de Energia no longo prazo

- Possível decisão favorável aos geradores em aditar os CCEARs para repasse dos custos com ESS de Segurança Energética não precificados originalmente nos contratos assinados.
- Pleito de reconhecimento de investimentos em modernização e melhorias realizados nas concessões de hidrelétricas prorrogadas.
- Tendência de aumento do CME devido ao reflexo dos efeitos da incorporação dos procedimentos operacionais na formação do PLD (Resolução CNPE nº 03/2013). O CME é estimado a partir da média

ponderada dos preços pelos volumes de energia nova que entra a cada ano no cenário de expansão de longo prazo, atualmente estimado em R\$ 154/MWh pela EPE.

- Política de realismo tarifário anunciada pelo governo e já implementada nas tarifas das distribuidoras em 2015 e nos preços tetos do Leilão A-5 de 2015.

Contratação de Energia no ACR	MW Médios	Anos											
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Itaipu		7.635	6.933	7.197	7.197	7.197	7.197	7.197	7.197	7.197	7.197	7.197	7.197
Nuclear		1.752	1.752	1.752	1.752	1.752	2.508	2.885	2.885	2.885	2.885	2.885	2.885
Proinfa		1.259	1.271	1.321	1.321	1.321	1.321	1.321	1.321	1.321	1.321	1.321	1.321
Leilão de Energia Existente		11.027	10.219	13.155	14.735	14.467	14.922	13.552	12.866	12.866	12.866	12.866	12.866
LEE Remanescente		3.329	1.150	354	268	-	-	0	4.713	4.713	4.713	4.713	4.713
Cotas ACR		7.698	7.698	7.698	7.698	7.698	7.698						
Leilão A-0 2014		-	1.371	2.056	2.056	2.056	2.056	685	-	-	-	-	-
Leilão A-1 2014 / Cotas de Energia		-	-	3.047	3.047	3.047	3.047	3.047	-	-	-	-	-
Leilão A-1 2015 / Cotas de Energia		-	-	-	1.666	1.666	1.666	1.666	-	-	-	-	-
Leilão A-1 2016 / Cotas de Energia		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Leilão A-1 2017 / Cotas de Energia		-	-	-	-	-	-	455	455	455	455	455	455
Leilão de Energia Nova		12.986	15.504	17.701	19.947	22.565	24.961	24.964	24.964	24.964	24.964	24.964	24.964
Leilão de Energia Nova Futuros		-	-	-	-	-	885	4.489	7.807	9.519	12.312	12.312	12.312
Leilão J14		-	-	-	-	-	-	2.680	2.680	2.680	2.680	2.680	2.680
Leilão J15		-	-	-	-	-	885	885	885	885	885	885	885
Leilão J15		-	-	-	-	-	-	-	2.356	2.356	2.356	2.356	2.356
Leilão J16		-	-	-	-	-	-	923	923	923	923	923	923
Contratados Materiais (CB)		7.411	7.411	6.989	5.721	5.721	5.721	5.721	5.721	5.721	5.721	5.721	5.721
Energia Comprada para Revenda		42.071	43.091	48.115	50.673	53.023	57.515	60.128	62.761	64.473	67.266	67.266	67.266
Sobras de Licitações		2.190	3.074	0	0	618	0	0	0	0	0	0	0
Mercado Contratado (ACR)		44.261	46.165	48.115	50.673	52.404	57.516	60.128	62.761	64.473	67.266	67.266	67.266
Nível de Cobertura de Contratação		100,0%	100,0%	100,0%	101,0%	100,0%	105,0%	105,0%	105,5%	104,3%	104,7%	100,8%	100,8%
Mercado Regulado Projetado		44.261	46.165	48.115	50.171	52.404	54.777	57.265	59.498	61.819	64.230	66.735	66.735
Taxa de Crescimento ACR			4,3%	4,2%	4,3%	4,5%	4,5%	4,5%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
ACR Necessidade de Compra Futura	MW MÉDIO												
Exposição de Curto Prazo			3.074										
Leilão J14 / Cotas de Energia				3.047									
Leilão A-1 2015 / Cotas de Energia			5.168		1.666								
Leilão A-1 2017 / Cotas de Energia							455						
Leilão A-5 2014								2.680					
Leilão A-3 2015							885						
Leilão A-3 2016								923					
ACR - NECESSIDADE E DE COMPRA FUTURA	MW MÉDIO		3.074	3.047	1.666	-	1.340	3.603					

Figura 18: Balanço Contratual das Distribuidoras (média Brasil). Elaboração da autora.

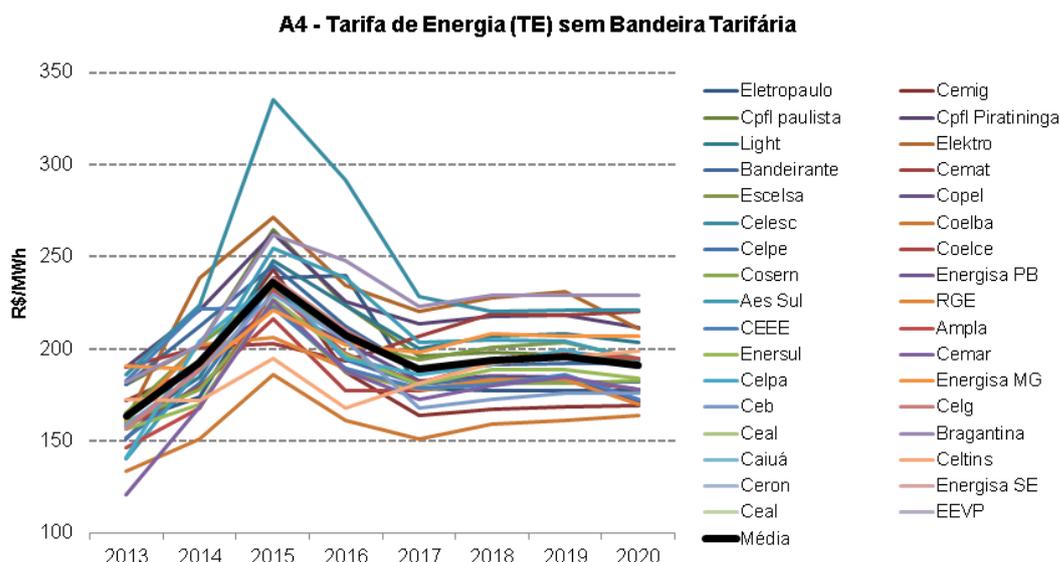


Figura 19: Tarifa Média de Energia – Brasil (consumidores A4), sem Bandeira Tarifária. Elaboração da autora.

4º Ciclo de Revisão Tarifária:

- O 4º ciclo de revisões tarifárias está em audiência pública. Nesse ciclo a Aneel já incorporou o conceito de realismo tarifário, propondo um WACC real depois dos impostos de 8,09%, contra 7,50% do terceiro ciclo, isto gera efeito na parcela Fio B da TUSD.

Transmissão:

- Considerada a contratação de uso do sistema de transmissão para fora do horário de ponta, conforme estabelecido pela Resolução Normativa 399/2010.
- Distribuidoras necessitam realizar contratação do uso do sistema de transmissão no horário de ponta e fora do horário de ponta.
- As TUSTs fora do horário de ponta foram calculadas utilizando a mesma metodologia aplicada no horário de ponta:
 - TUST Rede Básica: metodologia nodal (ONS);
 - TUST Fronteira: rateio dos custos proporcional ao montante contratado pelos acessantes.
- Desde a implantação da cobrança da TUST fora do horário de ponta foi adotada como regra de transição que essa TUST deveria ser calculada visando a recuperação de um terço da receita estabelecida para o horário fora de ponta no ciclo 2011-2012, dois terços no ciclo seguinte, e a partir

do ciclo atual (2013-2014) a recuperação de 100% da receita atribuída para o horário fora de ponta.

- O governo aumentou o WACC para os próximos leilões de transmissão o que deverá resultar em aumentos das novas RAP.
- As concessões de transmissão do chamado Sistema Existente que expiravam em 2015 foram prorrogadas com antecipação dos efeitos econômicos para os consumidores a partir de janeiro de 2013, conforme as condições estabelecidas pela Lei nº 12.783/13.
- Todas as concessionárias detentoras dos 9 contratos de concessão nessa condição aceitaram a antecipação da prorrogação das concessões.
- Esses contratos abrangem cerca de 76 mil km de linhas de transmissão (~80% de toda a rede de transmissão instalada no país).
- Uma vez prorrogadas, as TUSTs foram recalculadas para o efetivo repasse aos usuários da malha de transmissão dos benefícios decorrentes da prorrogação das concessões.
- Isenção do recolhimento da RGR para as transmissoras cujos contratos foram prorrogados.
- Redução dos custos operacionais para refletir um novo referencial de eficiência estabelecido pelo regulador.
- Retirada da parcela de remuneração de capital das instalações ainda não depreciadas, uma vez que estas serão indenizadas pelo poder concedente; e
- Retirada da parcela da quota de reintegração, uma vez que o final da concessão (neste caso, a antecipação do término) leva à desoneração dos custos dos ativos já depreciados.
- As novas TUST aplicáveis aos consumidores livres, geradores e distribuidoras foram publicadas pela Resolução nº 1.398/12 e foram incorporadas às tarifas das distribuidoras por meio da revisão extraordinária que foi realizada em 05 de fevereiro de 2013 visando repassar aos consumidores todo o benefício decorrente da antecipação da prorrogação dos contratos de concessão de geração e transmissão e da redução dos encargos setoriais RGR, CCC e CDE.
- Apesar da redução oriunda de Lei 12.782/2013, parte deste benefício será eliminado devido à decisão do governo de repasse dos valores de indenização reconhecidos pelo governo, bem como da necessidade de

investimentos na rede, objeto de audiência pública na ANEEL.

- A Audiência Pública nº 040/2013 visava alterar a metodologia de cálculo da TUST para os geradores conectados à rede básica, com consequentes reflexos para a TUST dos consumidores.
 - De maneira resumida, as mudanças decorrentes da Audiência incluem:
 - A fixação da TUST, para todo novo gerador que assine CCEAR, ao longo de toda a concessão/autorização, sendo essa TUST igual à média aritmética das TUSTs projetadas a partir da expansão do Plano Decenal para o horizonte de 10 anos;
 - A fixação da TUST, também para os novos geradores que não participem (ou participem e não ganhem) de leilões de energia nova, além dos geradores já existentes, sendo essa TUST fixada por procedimento similar ao descrito anteriormente, mas válido apenas por 10 anos;
 - Esse procedimento também é aplicável aos geradores com TUSTs já pré-fixadas pela ANEEL (na contratação via leilão de energia nova), no entanto, será válido apenas no fim do período de estabilização.
 - A diferença entre a receita que deveria ser recolhida dos geradores (50% da Receita Anual Permitida – RAP – das instalações da rede básica) e a que efetivamente será arrecadada dado que as TUST serão fixas, será totalmente alocada ao segmento consumo;
 - Repasse de todos os benefícios da prorrogação das concessões de transmissão à todos os usuários da rede (para os geradores, trata-se de “enxergar” na sua TUST não apenas a redução do O&M e da RGR, mas também da depreciação e da remuneração de capital) a partir do ciclo 2015-2016;
 - Período de transição para aplicação das novas TUSTs: os efeitos serão repassados gradualmente 33% ao ano.

A análise dos preços máximos no ACL incentivado consiste no cálculo do preço de *break even* do consumidor incentivado. Esse preço corresponde ao valor máximo que um gerador incentivado poderia oferecer para um consumidor potencialmente livre para torná-lo indiferente entre permanecer no mercado regulado ou migrar para o mercado livre. É importante observar que após migração para o mercado livre, o retorno ao cativo deve ser solicitado à distribuidora com cinco anos de antecedência (esse período pode ser menor, a critério da distribuidora, no entanto isso gera um risco de desequilíbrio para seu balanço contratual). Para realizar esta análise, as seguintes são, então, desenvolvidas as seguintes atividades:

Tabela 7: Cálculo do *break even* entre ACR e ACL de um consumidor incentivado.6Fonte: Elaboração da autora.

	Atividade	Objetivo
	Cenário oferta e demanda para o horizonte longo prazo 2013-2030	Identificar nova oferta necessária para suprir a demanda futura das distribuidoras
	Simulação da operação hidrotérmica para 2013-2030	Estimar as distintas parcelas que compõe a Tarifa de Energia do ACR (custo de combustível, compra a PLD, ESS, EER, etc)
	Cálculo da Tarifa de Fornecimento	
3.1	Cálculo da Tarifa de Energia	Insumo para o cálculo da Tarifa de Fornecimento
3.2	Cálculo dos encargos setoriais	Insumo para o cálculo da Tarifa de Fornecimento
3.3	Cálculo da Tarifa "Fio" (TUSD)	Insumo para o cálculo da Tarifa de Fornecimento
3.4	Comparação custos ACR X custos ACL	Insumo para o cálculo do preço de <i>break even</i>

Os preços de energia incentivada foram projetados, considerando as seguintes premissas:

- *Break even*: preços máximos de venda de energia no mercado incentivado que deixariam o consumidor indiferente entre a distribuidora e o gerador incentivado;
- Os preços foram calculados a partir das tarifas de fornecimento A4 modalidade tarifária Horo-Sazonal Azul, considerando fatores de carga médios típicos de consumidores A4 nas áreas de cada

distribuidora

- Fator de carga na ponta médio = 68%
- Fator de carga na ponta médio = 53%
- Foram traçadas duas curvas, uma sem considerar as bandeiras tarifárias e outra considerando as bandeiras tarifárias com as seguintes premissas:
 - 2015 a 2017 com bandeira vermelha devido à crise hídrica
 - 2018 – parcialmente com bandeira vermelha e amarela
 - 2019 em diante – alguns meses com bandeira amarela e outros com bandeira verde, situação de normalidade no sistema.

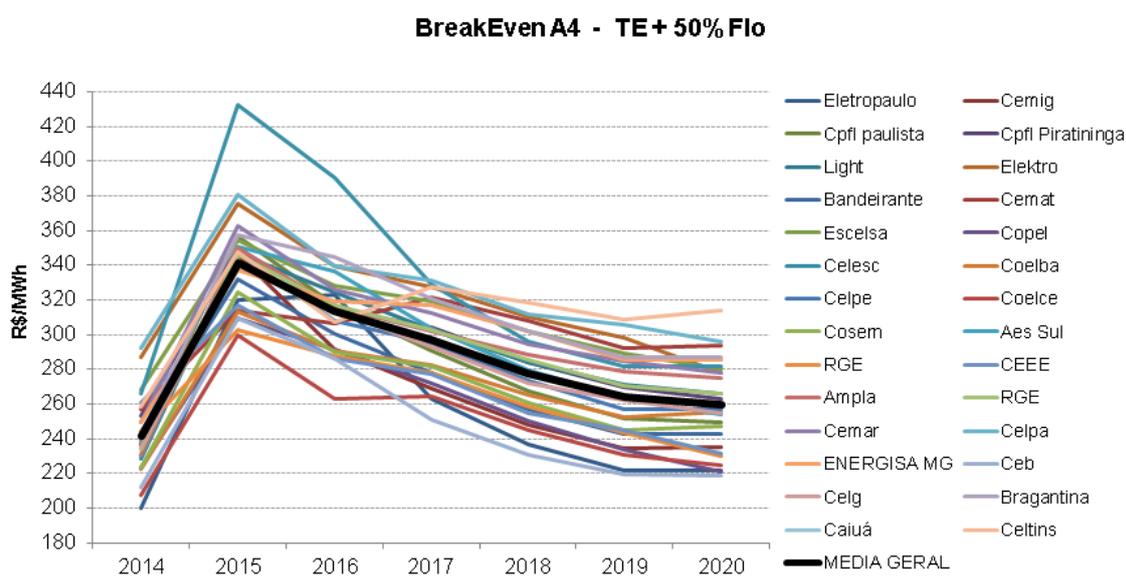


Figura 20: *Break even A4 – Azul – Com bandeira tarifária.* Elaboração da autora.

Uma vez que as bandeiras tarifárias agregam certa imprevisibilidade às tarifas do mercado regulado, para fins do trabalho buscou-se utilizar um cenário conservador e assim as bandeiras tarifárias foram desconsideradas.

Porém é importante observar que este mecanismo das bandeiras tarifárias será um componente a mais na matriz de decisão do consumidor, já que ela introduz na tarifa do mesmo a volatilidade da hidrologia de curto prazo (volatilidade do PLD), além de representar um custo a mais, fazendo com que a decisão de migrar para o mercado livre se faça com descontos menores com relação à tarifa de cativo.

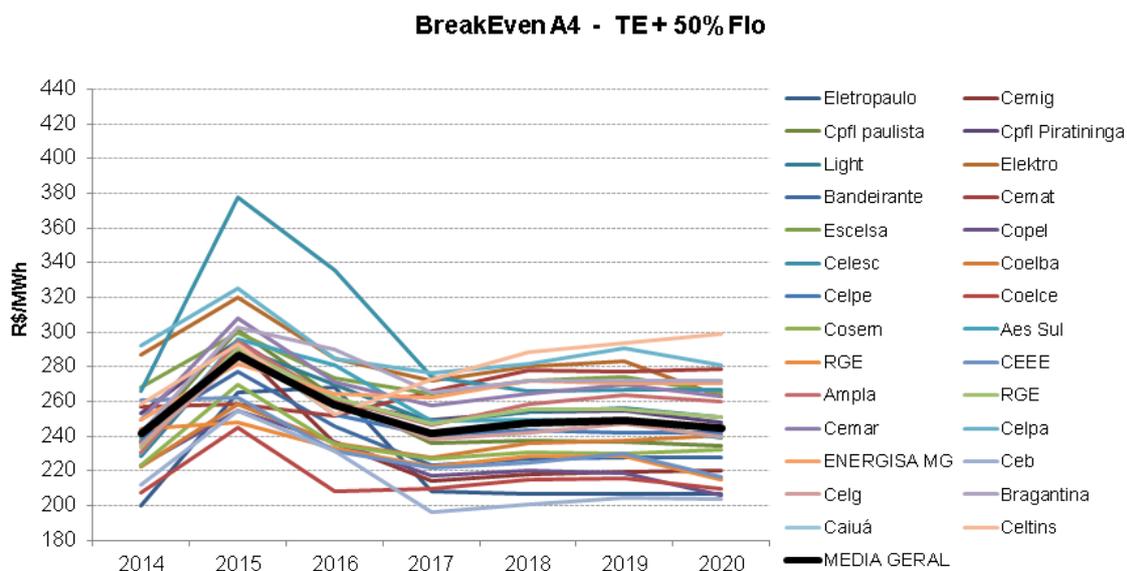


Figura 21: *Break even A4 – Azul – Sem bandeira tarifária*. Elaboração da autora.

5.3.3

Preços de Longo Prazo

Conforme apresentado no Capítulo 4, o Custo Marginal de Expansão (CME) é calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e representa o custo do investimento necessário para atender uma unidade adicional de demanda²⁶. Assim, no longo prazo, os preços do sistema (tanto PLD quanto tarifa de energia das distribuidoras) tendem ao CME, uma vez que seu cálculo visa estimar o custo futuro de expansão da geração, levando em consideração tanto os preços de energia previstos como quais fontes de energia devem ser instaladas no futuro [35].

Diante disso, em momentos em que o Custo Marginal de Operação do sistema é mais elevado que o Custo Marginal de Expansão significa que é mais barato para o sistema investir em nova oferta do que atender a demanda com a oferta existente.

O cálculo do Custo Marginal de Expansão busca estimar o custo futuro de expansão da geração para atendimento da demanda do país, considerando tanto os preços de energia previstos e quais fontes de energia devem ser instaladas no futuro. Esse cálculo é constituído por três etapas:

²⁶ Definição apresentada na Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009.

(i) estimativa da quantidade de energia nova que será ofertada no futuro, discriminada por ano de entrada e por tipo de fonte;

(ii) os custos médios de expansão são estimados por fonte, a partir do histórico de preços praticados nos leilões de energia. No caso das usinas hidrelétricas, no entanto, o custo é definido pelas características dos empreendimentos previstos;

(iii) consolidação das etapas anteriores para obtenção de valor único como referência para representar o custo de expansão do sistema

O valor do CME é revisto a cada ano no mês de março, com publicação do resultado pela EPE [33], [34] e [35].

5.3.3.1

Premissas do Cálculo do CME 2015

Os preços de energia considerados para o cálculo do CME 2015 foram obtidos a partir dos preços resultantes dos leilões de energia de novos empreendimentos realizados desde 2005²⁷, corrigidos pela variação do IPCA até janeiro de 2015 e segregados por tipo de fonte e combustível. No caso da fonte hidroelétrica, o cálculo dos preços se fundamenta nos custos estimados dos empreendimentos previstos [33], [34] e [35].

5.3.3.1.1

Estimativa da expansão da oferta de energia

Para os dados de previsão da expansão da oferta de energia utiliza-se os estudos do Plano Decenal de Expansão – PDE 2024 [35]. São considerados de forma independente cada tipo de fonte, conforme tabela 8 abaixo.

²⁷ Leilões de Energia Nova (LEN – A-3 e A-5), Leilões de Energia de Reserva (LER) e Leilões de Fontes Alternativas (LFA) do período. São excluídas as usinas já existentes que venderam nos LEN de 2005, 2006 e 2007.

Tabela 7: Estimativa da expansão da oferta de energia; Fonte: [37].

Garantia Física adicionada (MWmed)						
Fonte	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Hidroelétrica	1095	1387	1326	1580	1184	6.572
PCH	98	98	111	128	128	564
Biomassa	356	356	356	356	416	1.839
Eólica	430	430	430	430	430	2.150
Gás natural	476	476	476	476	476	2.378
UFV	144	144	144	144	144	720

5.3.3.1.2

Estimativa do custo médio das fontes

Para estimar-se o custo médio de cada fonte, utiliza-se como base todo o histórico de leilões de novos empreendimentos desde 2005 com diferentes pesos. Assim, os custos referentes aos leilões realizados há mais tempo devem ter pesos menores no valor do CME e para isso foi definido pela EPE que o primeiro ano do histórico possui peso 1, o segundo possui um peso 25 % maior do que o primeiro e assim sucessivamente, conforme apresentado na tabela a seguir.

Tabela 8: Ponderação dos leilões anuais para cálculo do CME. Fonte: [35].

Ano	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Peso	1,25 ⁰	1,25 ¹	1,25 ²	1,25 ³	1,25 ⁴	1,25 ⁵	1,25 ⁶	1,25 ⁷	1,25 ⁸	1,25 ⁹
	1	1,25	1,56	1,95	2,44	3,05	3,81	4,77	5,96	7,45
Participação na média	3,0%	3,8%	4,7%	5,9%	7,3%	9,2%	11,5%	14,3%	17,9%	22,4%

Dessa maneira, a maior participação no cálculo é dada ao ano mais recente da série, nesse caso 2014 com 22,4 % na média. À medida que o número de anos do histórico aumentar, a participação do último ano, na média, tenderá a 20%.

No caso da fonte hidroelétrica, a estimativa de custos considera a base de dados de custos de investimentos da EPE.

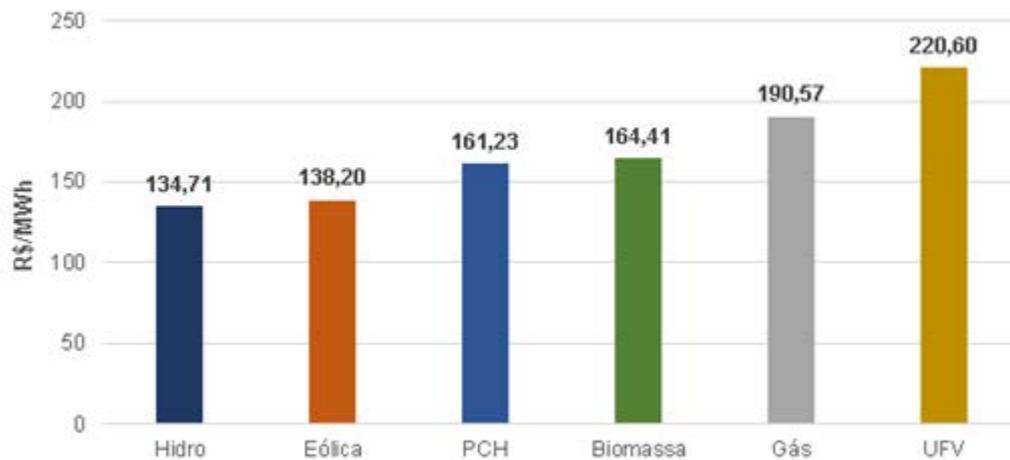


Figura 22: Custos de energia calculados por fonte. Fonte: [35].

5.3.1.3.3

Cálculo do CME

O CME é obtido por meio do cálculo da média dos custos das fontes ponderados pela previsão de expansão de garantia física arredondado para o número inteiro mais próximo, a partir da equação:

$$CME = \frac{\sum E_{gf_i} * C_i}{\sum E_{gf_i}} \quad (\text{Eq. 5.5})$$

Onde:

E_{gf_i} – Expansão de Garantia Física prevista para a fonte i , para o segundo quinquênio [MWmed]

Como resultado, tem-se que o valor do CME, para aplicações a partir de março de 2015, é de 154 R\$/MWh [35]. O gráfico a seguir apresenta a evolução dos CMEs desde 2006.

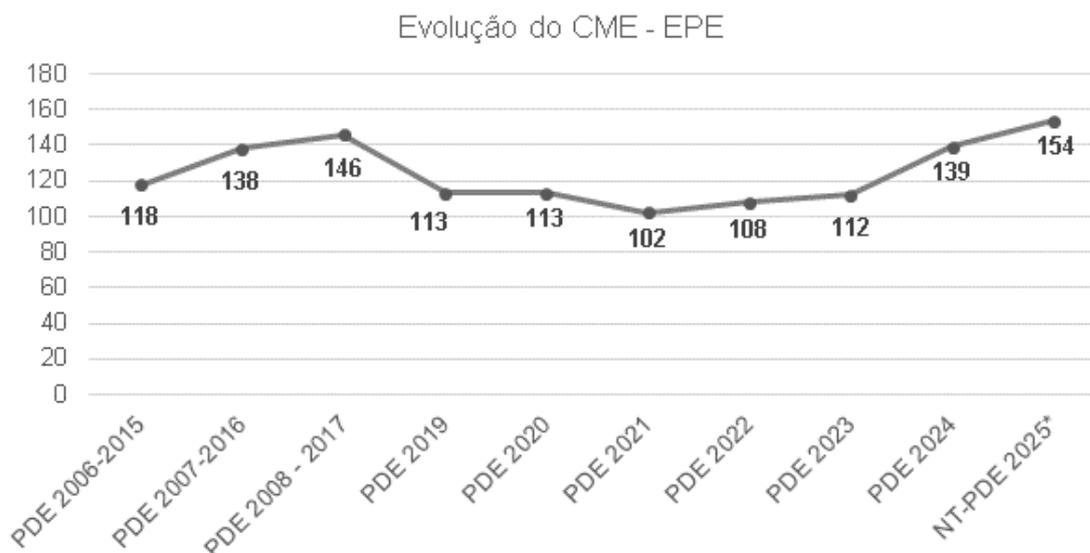


Figura 23: Evolução anual do CME. Fonte: [35].

5.4

Estudos de Caso: Modelagem de Financiamento de um projeto de PCH – Análise dos Resultados

O objetivo dos estudos é comparar as atuais condições de financiamento do BNDES (no ACR e no ACL) com três casos em que é utilizado o esquema proposto de compromissos sucessivos de contratação e uma curva de preço baseada no Custo Marginal de Expansão para os anos sem contrato (visão mais conservadora) apresentando também curvas de preço fundamentadas em um desconto (de 5% a 30%) oferecido sobre o *break even* do consumidor em relação ao mercado cativo, com duas funções: avaliar o investimento sob o ponto de vista do investidor, que tende a possuir visão de mercado menos conservadora e mais realista que a do financiador e ser uma ferramenta adicional de conforto ao BNDES de que os preços tanto de curto prazo (PLD) quanto de médio prazo (com base nas tarifas de energia) no longo prazo tendem para o CME e que o mercado de energia incentivada trabalhará acima desse valor, uma vez que seu preço ainda captura a parcela de benefício do desconto da TUSD.

No presente estudo de caso, supôs-se um projeto de uma Pequena Central Hidroelétrica com início de construção em janeiro/2015 e início de operação em janeiro/2017.

Um investidor interessado em investir nesse projeto tem as seguintes possibilidades de venda da energia gerada:

- (i) Leilão A-3 no final de 2014;
- (ii) Contrato inicial de 5 anos no ACL;
- (iii) Contrato inicial de 3 anos no ACL;
- (iv) Contrato inicial de 2 anos no ACL.

Por se tratar de uma energia proveniente de uma fonte incentivada, no ACL essa usina oferecerá o benefício ao seu comprador de 50% de desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição, parcela de demanda (“fio”). Assim, como seu mercado consumidor potencial são os consumidores especiais, a formação de uma curva de possíveis preços de venda dessa energia passa pela metodologia de desconto sobre o *break even* entre ACR e ACL, previamente detalhada.

O investidor tem preferência pela venda da energia gerada no ACL, uma vez que já possui projetos alocados no ACR e tem interesse em mitigar risco de crédito de ter toda sua receita concentrada em um mesmo segmento, o das distribuidoras. Adicionalmente, a venda de energia no ACR acaba por travar as receitas do projeto até o final de sua vida útil e esse investimento acaba se caracterizando como uma renda fixa, o que garante um retorno, protegendo o investidor contra possíveis *downsides*, mas, ao mesmo tempo, impedindo que esse se beneficie de *upsides*. A venda no ACL, por outro lado, permite que o investidor capture ganhos conjunturais, no entanto, o risco atrelado ao investimento também é mais elevado, pois o investidor não trava seu risco de *downside*. Assim, observa-se que a opção pela destinação do projeto ao ACR ou ao ACL possui vantagens e desvantagens e será precificado pelo investidor no retorno exigido na decisão de realização do investimento. É possível ainda que o investidor destine um percentual de sua energia para cada um dos ambientes, no entanto, essa situação não é objeto de estudo dessa dissertação.

No entanto, importa ressaltar que para a realização desse investimento, o investidor interessado precisa obter financiamento do BNDES.

Esse financiamento deve ser estruturado na modalidade de *Project Finance*, pois além de todos os benefícios de uma estrutura de *Project Finance*, explicitados no Capítulo 2, por se tratar de uma empresa independente, ou seja, não atrelada a um grande grupo integrado do setor, não há possibilidade de

apresentação de uma garantia corporativa.

A tomada de decisão quanto ao investimento passa, então, por três análises:

- a) Viabilidade de investimento, na qual o investidor avalia se a TIR do projeto é maior que seu custo de capital; para tanto, para cada caso será realizada a comparação tanto na visão do BNDES (mais conservadora) quanto na visão do acionista entre a TIR do Fluxo de Caixa do Acionista e o custo de capital próprio (já incluído prêmio devido à conjuntura) conforme metodologia descrita acima na Seção 5.1.
- b) Viabilidade comercial, ou seja, os preços dos contratos de venda no ACL devem ser compatíveis com os preços de mercado, de outra forma, não é factível que o investidor considere firmar contratos a esses preços em suas análises.
- c) Viabilidade de financiamento, para tanto o modelo econômico-financeiro utilizado otimiza a alavancagem financeira, usando como limite um ICSD de 1,3, a partir dos preços inseridos para os períodos do contrato. No caso do ACR, como se trata de contratos de 30 anos, é utilizado um mesmo preço, atualizado por IPCA por toda a duração do financiamento (20 anos). Já no caso do ACL são usados diferentes preços para o período em que o projeto já possui sua energia contratada (5, 3 ou 2 anos, variando em cada caso simulado) e para o período em que o projeto não possui inicialmente contratos firmados, mas buscará essa contratação segundo o esquema proposto de compromissos sucessivos.

5.4.1

Características do Projeto

Todas as características e dados utilizados são informações de um projeto real em construção.

Tabela 9: Características da PCH em estudo.

Ativo	Débora Mota
Capacidade Instalada	25,00
Garantia Física	14,50
Garantia Física (revisada)	14,50
Risco Hidrológico	5,00%
Fator de Capacidade	58%
Desconto na TUSD	50%
TUSD R\$/kW/mês	3,12
Geração - GWh/ano	120,7

Fonte: Elaboração da autora.

Garantia Física: A garantia física de uma usina, calculada por modelos computacionais, representa a contribuição da usina para a segurança de suprimento do sistema, e é igual à máxima energia que ela pode vender em contratos.

Risco Hidrológico: Apesar de terem o direito de fazer parte do MRE²⁸, em situações de crise sistêmica as fontes hidroelétricas possuem o risco de não gerarem a sua garantia física. Assim, é prudente que uma parte dessa garantia física não seja comprometida por meio de contratos. Portanto, o risco hidrológico retira 5% de venda da energia gerada pelo ativo durante toda vida. Em uma visão conservadora, nesse estudo está se considerando que essa é uma receita perdida.

²⁸ O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um esquema de compartilhamento de riscos e benefícios entre as UHEs e PCHs do SIN (para maiores detalhes ver [71]). A liquidação na CCEE da energia das usinas participantes desse mecanismo é efetuada a partir das gerações "realocadas" - os "créditos de energia", que são frações da energia hidrelétrica total produzida - ao invés da produção efetiva de cada usina. Como uma porcentagem da produção hidrelétrica total do sistema é bem menos volátil do que a produção isolada, o MRE estabiliza a produção de energia das usinas, mitigando o risco de exposição financeira ao PLD.

Tabela 10: Premissas dos Custos de Construção.

Premissas - Custos de Construção	
Schedule - % conclusão - Ano 1	53%
Schedule - % conclusão - Ano 2	47%
Sensibilidade de Custo	0,0%
Custo de Construção	198.631
Custos de Desenvolvimento	-
Inflação	14.728
Juros durante a construção (JDC)	16.931
Custo Total	230.289
Custo de Construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW médio	13.699
Custo Total / MW	9.212
Custo Total / MW médio	15.882
Custos Afundados - YTD	No
Custos Afundados - Desenvolvimento YTD	7.198

Fonte: Elaboração da autora.

Tabela 11: Características Macro da avaliação econômico-financeira.

Premissas Macro		Premissas Macro	
Inflação (IPCA) 2015	8,13%	Inflação (IPCA) 2015	
Inflação (IPCA) 2016	5,60%	Inflação (IPCA) 2016	
Inflação (IPCA) 2017	5,00%	Inflação (IPCA) 2017	
Inflação (IPCA) 2018	5,00%	Inflação (IPCA) 2018	
Inflação (IPCA) 2019	4,80%	Inflação (IPCA) 2019	
Inflação (IPCA) > 2020	4,50%	Inflação (IPCA) > 2020	
CDI	12,75%	CDI	
IDC (TJLP + spread)	spread 2,50%	IDC (TJLP + spread)	
TJLP	5,50%	TJLP	
Impostos sobre a Receita		Impostos sobre a Receita	
Lucro Presumido	3,65%	Lucro Presumido	
Lucro Real	7,00%	Lucro Real	
Imposto de Renda		Imposto de Renda	
Lucro Presumido	3,08%	Lucro Presumido	
Lucro Real	34,00%	Lucro Real	
Regime Fiscal		Regime Fiscal	
PCH Débora Mota	Deemed	PCH Débora Mota	
Conta Reserva (meses)	3	Conta Reserva (meses)	

Fonte: Elaboração da autora.

Inflação: Como se trata de um modelo econômico-financeiro nominal, é necessário considerar uma projeção de inflação diferente de zero. Para isso, foi utilizada a projeção conforme tabela 12 abaixo. A inflação considerada no modelo, teve como base as informações do Banco Central brasileiro, divulgadas no Relatório Focus de 27 de março de 2015.

Tabela 12: Variação percentual anual do IPCA. Fonte: de 2015 a 2019 [4] e para período posterior [3].

IPCA - variação % - Mediana – anual - Período de 27/03/2015 a 27/03/2015 para 2015 a 2019						
Data	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2035 ²⁹
27/03/2015	8,13	5,60	5,00	5,00	4,80	4,50

CDI:

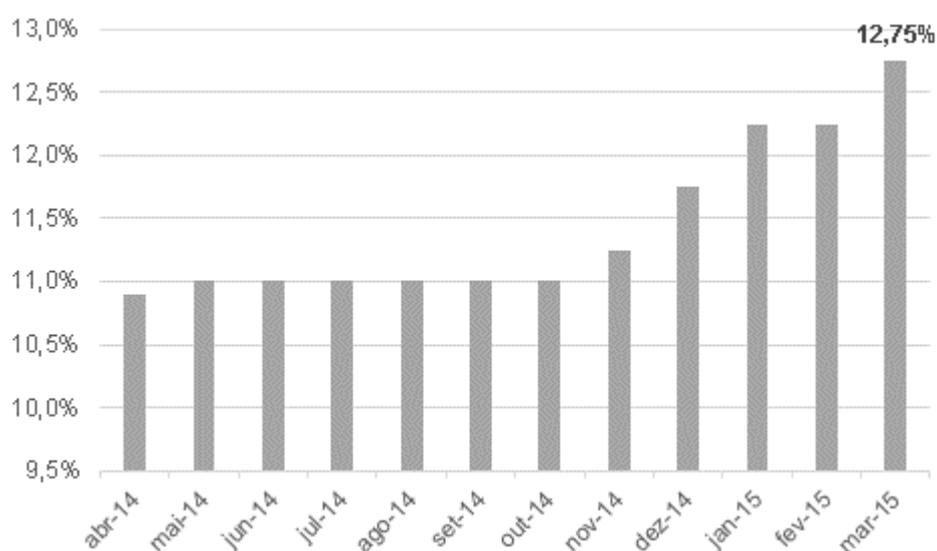


Figura 24: Evolução da Taxa Selic de abril/2014 a março/2015. Fonte: [20].

Regime de Tributação: O faturamento anual real da PCH utilizada no estudo de caso deve ser próximo a R\$24 milhões, assim o regime de tributação considerado na análise econômico-financeira foi pela apuração do lucro presumido³⁰.

No regime de lucro presumido calcula-se para alíquota de Imposto de Renda (IR) 25% sobre 8% de lucro presumido sobre a receita bruta e soma-se isso à alíquota de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) calculada como

²⁹ Boletim Histórico de Metas para a Inflação no Brasil – Banco Central do Brasil (<http://www.bcb.gov.br/Pec/metas/TabelaMetaseResultados.pdf>, acesso em 28/03/2015).

³⁰ Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, art. 46 - Lei 12.814/2013, a partir de 01.01.2014, limite foi atualizado para R\$ 78 milhões.

9% sobre 12% de lucro presumido sobre a receita bruta. Assim, a alíquota de IR/CSLL efetiva sobre a receita é de 3,08%.

Conta Reserva: quando da obtenção de um financiamento, o BNDES exige que o investidor aporte certa quantidade de dinheiro correspondente a alguns meses (de 3 a 6, em geral) de serviço da dívida em uma conta reserva. Ao longo da amortização do empréstimo, o serviço da dívida é reduzido e o saldo exigido para a conta reserva acompanha essa diminuição. Foi considerado que o investidor tem o direito de retirar da conta reserva esse saldo a maior, de forma que, no final da amortização todo o dinheiro retido nessa conta é entregue aos acionistas do projeto. Assim, o efeito final financeiro dela é zero. No entanto, essa retenção e devolução anos à frente causa um efeito temporal na TIR, uma vez que o dinheiro possui valor no tempo. Dado que já há uma penalização do acionista pelo fato de esse dinheiro ter que ficar imobilizado na conta reserva, esse valor retido é investido em CDI, assim o modelo prevê que anualmente acionista recebe esses rendimentos.

O retorno do fluxo do caixa do acionista então, é penalizado quando se considera a constituição da conta reserva. Caso os rendimentos a partir do investimento da conta reserva em CDI criem valor ao acionista, isso significa que é mais interessante ao acionista aplicar no CDI do que no projeto. Diante disso, em todos os casos estudados serão observados o retorno do fluxo de caixa do acionista considerando a constituição da conta reserva e sem considerá-la, para que se avalie se em algum dos casos o investimento não gera valor suficiente para o acionista, de forma que seja mais vantajoso que ele invista em CDI do que no projeto e, portanto, não haja viabilidade de financiamento.

Valor Residual: foi considerado um valor residual de 25% dos ativos não depreciados. Isso porque, apesar de a autorização de uma PCH ter duração de 35 anos, alguns itens do ativo, segundo Plano de Contas da ANEEL, levam mais tempo para serem totalmente depreciados. Por exemplo, a barragem é depreciada em 40 anos. Adicionalmente, ao longo da vida do ativo, são realizados novos investimentos que não serão totalmente depreciados até o final da autorização.

Premissas Valuation	
Data de Início Valuation	jan-15
Valor Residual	Yes
Valor Residual (Custo Reposição % ativos não deprec	25%
R\$ 000/ MW	6,000
Término do Fluxo de Caixa	2049

Término do Fluxo de Caixa: 2049, uma vez que a autorização de uma PCH tem prazo de 35 anos (contados de 2014).

Condições de Financiamento do BNDES

A seguir são apresentadas as condições atuais do BNDES para financiamento de projetos de PCH.

- Alavancagem máxima: 70% (recentes medidas publicadas pelo Banco estão mudando este critério para no máximo 50%).
- Custos: TJLP +1,2% (remuneração básica do BNDES) + spread de risco (que chegar até 3%).
- Prazo ACR: até 20 anos (ou até maior no caso dos projetos estruturantes)
- Prazo ACL: 16 anos
- Carência de 6 meses após início da operação comercial
- Índice de cobertura da dívida (ICSD): 1,3.
- Sistema de amortização: alavancagem máxima BNDES com SAC; se emitir debêntures de infraestrutura passa para PRICE.
- Garantias: Composição que necessariamente terá componentes de 1) Garantias Reais (penhor das ações da SPE, direitos emergentes dos contratos, etc.) e 2) Garantias Pessoais (fiança bancária ou aval dos acionistas)
- Vale ressaltar que, em caso de operações de leilões passados, o BNDES aplica as regras vigentes à ocasião (ICSD, volume da dívida, etc.)

5.4.2

Estudos de Caso: análises e resultados

Foram realizadas cinco rodadas do modelo. A primeira com a venda da energia por 30 anos em um leilão do ACR; a segunda em que o investidor

apresenta um contrato inicial de 5 anos e o BNDES considera valor mínimo do PLD para os anos sem contrato (prática atual); na terceira, na quarta e na quinta rodadas o investidor apresenta um contrato inicial de 5, 3 e 2 anos, respectivamente, e o BNDES considera para os anos sem contrato a curva de preços proposta, ou seja, o Custo Marginal de Expansão do sistema. Para análise sob ponto de vista do investidor, as três últimas rodadas consideram, para os anos sem contratos, preços com base na metodologia previamente exposta, de desconto sobre o *break even* do ACR.

5.4.2.1

Caso 1 – Modelagem de financiamento de um projeto de PCH considerando as condições atuais de financiamento do BNDES para projetos com contratos de longo prazo no ACR

Esse primeiro caso trata da modelagem de financiamento, nas atuais condições do BNDES, de um projeto cuja energia gerada é 100% vendida em um leilão no ACR e, portanto, possui previamente um contrato de venda de 30 anos reajustado anualmente a IPCA cujas contrapartes são as concessionárias de distribuição participantes do leilão, o que oferece um fluxo de caixa previsível e estável. Esse caso foi utilizado como base de comparação para os demais.

Para efeito do exemplo numérico, será utilizado o preço teto do Leilão A-5, leilão aprovado mais recentemente pela ANEEL, de R\$210/MWh. Em termos de preço de venda no leilão, considerou-se que o projeto será vendido com deságio de 5%, resultando em um CCEAR de R\$199,50/MWh.

Tabela 13: Preços utilizados para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.

Contrato de 30 anos - ACR	2017-2030
Preço Teto Leilão (R\$/MWh)	210,00
Deságio	5%
Preço de Venda (R\$/MWh)	199,50

Apesar de o exemplo tratar da venda da energia em um Leilão A-3, optou-se por utilizar o preço-teto do mais recente leilão com participação de PCHs, uma vez que para os preços de venda no ACL estão sendo utilizadas projeções mais

atuais que já incorporam a elevação dos preços de energia³¹. Assim, foram considerados preços tanto para o ACR quanto para o ACL dentro da nova realidade do setor para se ter a mesma base de comparação.

Tabela 14: Premissas do contrato de venda de energia firmado pela PCH - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.

Premissas de Preço		
Cenário de Venda de Energia		Auction
Leilão	Data de Início Entrega	2017
	Preço	R\$ 199.5/MWh
	Prazo	30 Years

Primeiramente é analisada a viabilidade de financiamento por parte do BNDES. A partir da inserção do cenário de venda da energia (Leilão ou Mercado Livre) e dos preços juntamente com a data de início e duração do contrato, é realizada a otimização da alavancagem de acordo com o mínimo de 1,3 de ICSD e limitada a 70% dos itens financiáveis considerando sistema de amortização SAC³², uma vez que não há emissão de debêntures. Importa ressaltar que para projetos destinados ao ACR, o BNDES aceita financiamentos a serem amortizados em até 20 anos.

³¹ O preço fixado pelo governo no leilão A-3 de 2014 foi de R\$148/MWh, para o A-5 já houve uma elevação para R\$ 164/MWh.

³² Sistema de Amortização Constante (SAC): A amortização é constante, reduzindo o principal. Os juros são calculados com base no principal e, portanto, tendem a ser decrescentes. Dessa forma, nesse sistema a parcela inicial é maior, mas decresce ao longo do prazo de financiamento. Tabela Price: As prestações são constantes. Como cada prestação é composta de uma cota de amortização e outra de juros, essas variam em sentido inverso ao longo do prazo de financiamento.

Tabela 15: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.

Dívida	
BNDES Premissas da Dívida	
Amortização	Const Amort
Máximo Financiável	70,0%
% Financiada limitada a ICSD	62,1%
Prazo	20 Years
Spread	2,50%
Principal	132.583
JCD	16.888
Dívida Total	149.471
Min ICSD - Visão Selecionada	1,30x
Min ICSD - Visão BNDES	1,30x
Limite Mínimo ICSD	1,30x
BNDES - Debêntures de Infraestrutru	No

Após otimização de alavancagem, obtém-se que, a partir das características e condições econômico-financeiras do projeto e condições de financiamento do BNDES, com um contrato de 30 anos a R\$199,50/MWh o investidor conseguiria um financiamento de até 62,1% dos itens financiáveis, chegando a uma dívida total de R\$149.471 composta por um principal de R\$132.583 e juros durante a construção (JDC) totalizando R\$16.888.

Tabela 16: Custos incorridos durante a construção da PCH - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.

Premissas - Custos de Construção	
Schedule - % conclusão - Ano 1	53%
Schedule - % conclusão - Ano 2	47%
Sensibilidade de Custo	0,0%
Custo de Construção	198.631
Custos de Desenvolvimento	-
Inflação	14.728
Juros durante a construção (JDC)	16.888
Custo Total	230.246
Custo de Construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW médio	13.699
Custo Total / MW	9.210
Custo Total / MW médio	15.879
Custos Afundados - YTD	
Custos Afundados - Desenvolvimento YTD	No 7.198

Tabela 17: Usos e Fontes - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora.

Tabela de Usos e Fontes	
Usos	
Custo de Construção	198.631
Inflação	14.728
JDC	16.888
Total	230.247
Fontes	
Financiamento BNDES	149.471
Debêntures de Infraestrutura	-
Equity	80.775
Total	230.247

Tabela 18: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora

Período	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 20	Year 30	Year 35
Ano Final	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2034	2044	2049
Fator Inflacionário	1,00	1,08	1,14	1,20	1,26	1,32	1,38	1,44	1,51	1,57	2,44	3,79	4,73
Geração (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Capacidade Instalada (MW)			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Garantia Física (MW/med)			14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Receita													
Leilão (GWh)	Auction		120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Preço (R\$/MWh)			R\$ 228	R\$ 239	R\$ 251	R\$ 263	R\$ 275	R\$ 287	R\$ 300	R\$ 314	R\$ 487	R\$ 757	R\$ 146
Receita			27.488	28.863	30.306	31.761	33.190	34.683	36.244	37.875	58.819	91.344	17.608
ACL (GWh)			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Preço (R\$/MWh)			R\$ 240	R\$ 252	R\$ 264	R\$ 277	R\$ 290	R\$ 44	R\$ 46	R\$ 49	R\$ 75	R\$ 117	R\$ 146
Revenue			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita Total			27.488	28.863	30.306	31.761	33.190	34.683	36.244	37.875	58.819	91.344	17.608
Impostos sobre Receita (PIS/COFINS)			(1.003)	(1.053)	(1.106)	(1.159)	(1.211)	(1.266)	(1.323)	(1.382)	(2.147)	(3.334)	(643)
Despesas de Operação			(1.271)	(1.346)	(1.294)	(1.488)	(1.569)	(1.512)	(1.565)	(1.691)	(2.212)	(3.669)	(4.572)
TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)			(534)	(561)	(589)	(617)	(645)	(674)	(705)	(736)	(1.143)	(1.776)	(2.213)
CCD (Custo de Conexão)			(69)	(72)	(76)	(79)	(83)	(86)	(90)	(94)	(147)	(228)	(284)
TFSEE (Taxa de Fiscalização ANEEL)			(48)	(50)	(53)	(55)	(58)	(60)	(63)	(66)	(102)	(159)	(198)
Contribuição CCEE			(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(16)	(26)	(40)	(49)
UBP			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total OM&A (OPEX)			(1.933)	(2.042)	(2.024)	(2.253)	(2.369)	(2.348)	(2.439)	(2.604)	(3.630)	(5.870)	(7.315)
OM&A R\$ / MWh			16,0	16,9	16,8	18,7	19,6	19,5	20,2	21,6	30,1	48,6	60,6
EBITDA			24.552	25.767	27.175	28.348	29.610	31.069	32.482	33.889	53.042	82.140	9.650
Margem Líquida			93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	94%	93%	57%
CAPEX			(108.918)	(104.440)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Médio			-	(239)	(381)	(164)	(255)	(224)	(428)	(730)	(646)	(690)	(850)
Fluxo de Caixa Desalvacado antes IR	14,6%	(108.918)	(104.440)	24.552	25.529	26.795	28.184	29.354	30.845	32.055	33.159	52.396	81.450
Captação		67.683	64.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortizações		-	-	(3.737)	(7.474)	(7.474)	(7.474)	(7.474)	(7.474)	(7.474)	(7.474)	(7.474)	-
Despesas		-	-	(5.979)	(11.659)	(11.061)	(10.463)	(9.865)	(9.267)	(8.669)	(8.071)	(2.093)	-
Serviços		-	-	(9.716)	(19.132)	(18.534)	(17.936)	(17.339)	(16.741)	(16.143)	(15.545)	(9.566)	-
Imposto de Renda		-	-	(847)	(889)	(933)	(978)	(1.022)	(1.068)	(1.116)	(1.167)	(1.812)	(2.813)
Valor Residual		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177.318
Fluxo de Caixa Alvacado após IR	18,3%	(41.235)	(39.540)	13.990	5.507	7.327	9.269	10.994	13.036	14.796	16.448	41.018	78.636
ICSD		Min (2014-2032)		2,4x	1,3x	1,4x	1,5x	1,6x	1,8x	1,9x	2,1x	5,4x	
		Min (2032-2063)											
Saldo Contábil Reserva		-	(4.858)	(4.783)	(4.634)	(4.484)	(4.335)	(4.185)	(4.036)	(3.886)	(2.392)	-	-
Variação Saldo Conta Reserva			(4.858)	75	149	149	149	149	149	149	149	-	-
Custo de oportunidade			406	396	384	371	358	346	333	321	195	-	-
Fluxo de Caixa Alvacado após IR e CR	18,1%	(41.235)	(39.540)	9.537	5.978	7.860	9.790	11.502	13.531	15.279	16.918	41.363	185.576

Tabela 19: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva - Caso 1: contrato de venda no ACR com vigência de 30 anos. Elaboração da autora

TIR do acionista	
Com Conta Reserva	Sem Conta Reserva
18,1%	18,3%

Em seguida, a análise a ser realizada é a de viabilidade de investimento. Para isso, comparou-se o custo de capital próprio do acionista e o retorno do fluxo de caixa do acionista (que será tratado como TIR do FCFE). Para que o investimento seja viável, a TIR do FCFE deve ser maior que o custo de capital do

acionista.

Considerando-se um custo de capital próprio de 14,87%, conforme cálculo demonstrado na seção 5.1 do presente capítulo, observa-se que o investimento é sim viável segundo modelagem de financiamento dentro das condições do caso 1 cuja TIR do FCFE é de 18,1%. Portanto, o acionista deveria investir nesse projeto.

Para a realização de financiamentos, o BNDES é necessário a constituição de uma conta reserva. Conforme exposto anteriormente, caso a conta reserva gere valor ao projeto, ou seja, a TIR do FCFE considerando essa conta seja mais elevada que a TIR sem a mesma, verificamos que seria mais vantajoso para o acionista não realizar investimento no projeto em análise e aplicar seu capital em CDI. No caso 1, observa-se que, apesar de haver uma penalização do retorno ao acionista com a constituição da conta reserva, o retorno do projeto ainda é vantajoso ao acionista.

5.4.2.2

Caso 2 – Modelagem de financiamento de um projeto de PCH utilizando as condições atuais de financiamento do BNDES para projetos com contratos no ACL – contrato inicial de 5 anos e curva *forward* de preços para os anos sem contrato considerando limite mínimo do PLD (R\$ 30,26/MWh em 2015)

Nessa segunda rodada foi simulado o caso em que o investidor decide destinar seu projeto ao ACL e possui um contrato inicial de 5 anos (prazo compatível com esse mercado). O preço médio de venda considerado para esse contrato inicial é obtido aplicando-se um desconto de 10% sobre o *break even* médio de um consumidor típico A4 nos considerando-se projeção de tarifas no mercado regulado nos 5 anos de duração (2017 a 2021).

Contratos de 5 anos (R\$/MWh)	2017	2018	2019	2020	2021
Break even médio A4 Brasil	241,92	247,24	248,91	244,41	244,41
Média	245,38				
10% desconto média	220,84				

A análise da viabilidade de financiamento é realizada com base nas práticas atuais do BNDES nessas situações, ou seja, para os anos sem contrato o BNDES

define que as receitas serão equivalentes ao valor mínimo corrente do PLD, no caso R\$30,26/MWh.

Tabela 20: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora

Premissas de Preço	
Cenário de Venda de Energia	Free Market
ACL - Contrato Inicial	R\$ 220,84/MWh
ACL - Último Ano do Contrato Inicial	2021
ACL - Contratos Sucessivos (Projeção do BNDES)	R\$ 30,26/MWh
Visão Selecionada	BNDES

Tabela 21: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.

Dívida	
BNDES Premissas da Dívida	
Amortização	Const Amort
Máximo Financiável	70,0%
% Financiada limitada a ICSD	6,8%
Prazo	16 Years
Spread	2,50%
Principal	14.548
JCD	1.853
Dívida Total	16.402
Min ICSD - Visão Selecionada	1,30x
Min ICSD - Visão BNDES	1,30x
Limite Mínimo ICSD	1,30x
BNDES - Debêntures de Infraestrutura	No

A partir da otimização da alavancagem de forma a cumprir as exigências do BNDES para Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (maior que 1,3) e prazo de financiamento de até 16 anos, observa-se que considerando as atuais condições impostas pelo BNDES para projetos que não possuem, inicialmente, sua energia vendida por meio de contratos que abrangem todo o período do financiamento, o

projeto em questão, que no caso 1 conseguiria empréstimo correspondente a 62,1% de seus itens financiáveis, nas condições do caso 2 teria apenas 6,8% de financiamento, o que pode-se considerar um projeto *full equity*, ou seja, os investidores são obrigados a aportar praticamente 100% do capital.

Ocorre que a maior parte dos projetos destinados ao ACL encontram-se nessa situação, não possuindo, portanto, sua energia contratada por todo o período do financiamento, já no início da construção da usina. Isso porque, conforme já explicado anteriormente, contratos de 20 anos, como os do ACR não são comuns nesse mercado e mais, acabam sendo contrários à lógica do mesmo.

Tabela 22: Custos incorridos durante a construção da PCH - Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.

Premissas - Custos de Construção	
Schedule - % conclusão - Ano 1	53%
Schedule - % conclusão - Ano 2	47%
Sensibilidade de Custo	0,0%
Custo de Construção	198.631
Custos de Desenvolvimento	-
Inflação	14.728
Juros durante a construção (JDC)	1.853
Custo Total	215.212
Custo de Construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW m	13.699
Custo Total / MW	8.608
Custo Total / MW médio	14.842
Custos Afundados - YTD	No

Tabela 23: Usos e Fontes - Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.

Tabela de Usos e Fontes

Usos

Custo de Construção	198.631
Inflação	14.728
JDC	1.853
Total	215.212

Fontes

Financiamento BNDES	16.402
Debêntures de Infraestrutura	-
Equity	198.810
Total	215.212

Tabela 24: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.

Período	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 20	Year 30	Year 35
Ano Final	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2034	2044	2049
Fator Inflacionário	1,00	1,08	1,14	1,20	1,26	1,32	1,38	1,44	1,51	1,57	2,44	3,79	4,73
Geração (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Capacidade Instalada (MW)			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Garantia Física (MWmed)			14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Receita													
Leilão (GWh)													
Preço (R\$/MWh)													
Receita			R\$ 228	R\$ 239	R\$ 251	R\$ 263	R\$ 275	R\$ 287	R\$ 300	R\$ 314	R\$ 487	R\$ 757	R\$ 143
ACL (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Preço (R\$/MWh)			R\$ 252	R\$ 265	R\$ 278	R\$ 291	R\$ 304	R\$ 44	R\$ 46	R\$ 48	R\$ 74	R\$ 115	R\$ 143
Receita			30.429	31.950	33.548	35.158	36.740	5.261	5.497	5.745	8.922	13.855	17.266
Receita Total			30.429	31.950	33.548	35.158	36.740	5.261	5.497	5.745	8.922	13.855	17.266
Impostos sobre Receita (PIS/COFINS)			(1.111)	(1.166)	(1.224)	(1.283)	(1.341)	(192)	(201)	(210)	(326)	(506)	(630)
Despesas de Operação			(1.271)	(1.346)	(1.294)	(1.488)	(1.569)	(1.512)	(1.565)	(1.691)	(2.212)	(3.669)	(4.572)
TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)			(534)	(561)	(589)	(617)	(645)	(674)	(705)	(736)	(1.143)	(1.776)	(2.213)
CCD (Custo de Conexão)			(69)	(72)	(76)	(79)	(83)	(86)	(90)	(94)	(147)	(228)	(284)
TFSEE (Taxa de Fiscalização ANEEL)			(48)	(50)	(53)	(55)	(58)	(60)	(63)	(66)	(102)	(159)	(198)
Contribuição CCEE			(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(16)	(26)	(40)	(49)
UBP			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total OM&A (OPEX)			(1.933)	(2.042)	(2.024)	(2.253)	(2.369)	(2.348)	(2.439)	(2.604)	(3.630)	(5.870)	(7.315)
OM&A R\$ / MWh			16,0	16,9	16,8	18,7	19,6	19,5	20,2	21,6	30,1	48,6	60,6
EBITDA			27.385	28.742	30.299	31.621	33.030	2.721	2.858	2.932	4.966	7.479	9.320
Margem EBITDA			93%	93%	94%	93%	93%	54%	54%	53%	58%	56%	56%
CAPEX		(108.918)	(104.440)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Sustentável		-	-	(239)	(381)	(164)	(255)	(224)	(428)	(730)	(646)	(690)	(850)
Fluxo de Caixa Desalavancado antes IR	2,7%	(108.918)	(104.440)	27.385	28.503	29.918	31.457	32.775	2.496	2.431	2.202	4.320	6.789
Captação		7.427	7.122	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização		-	-	(513)	(1.025)	(1.025)	(1.025)	(1.025)	(1.025)	(1.025)	(1.025)	-	-
Despesa de Juros		-	-	(655)	(1.271)	(1.189)	(1.107)	(1.025)	(943)	(851)	(779)	-	-
Serviço da Dívida		-	-	(1.169)	(2.296)	(2.214)	(2.132)	(2.050)	(1.968)	(1.886)	(1.804)	-	-
Imposto de Renda		-	-	(937)	(984)	(1.033)	(1.083)	(1.132)	(162)	(169)	(177)	(275)	(427)
Valor Residual		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(532)
Fluxo de Caixa Alavancado após IR	4,3%	(101.491)	(97.319)	25.279	25.223	26.671	28.242	29.593	366	375	221	4.045	6.362
ICSD	Min (2014-2032)		22,6x	12,1x	13,2x	14,3x	15,6x	1,3x	1,4x	1,5x			
	Min (2032-2063)												
Saldo Conta Reserva		-	(584)	(574)	(554)	(533)	(513)	(492)	(472)	(451)	-	-	-
Variação do Saldo Conta Reserva		-	(584)	10	21	21	21	21	21	21	133	-	-
Custo de Oportunidade		-	49	47	46	44	42	41	39	37	-	-	-
Fluxo de Caixa Alavancado após IR e CR	4,3%	(101.491)	(97.319)	24.744	25.281	26.737	28.307	29.656	427	434	278	4.178	6.362

Tabela 25: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.

TIR do acionista	
Com Conta Reserva	Sem Conta Reserva
4,3%	4,3%

Em termos de análise de investimento, diante de um financiamento viável abrangendo uma parcela extremamente pequena dos itens financiáveis, observa-se que a TIR do FCFE (4,3%) é bastante inferior ao custo de capital do acionista (14,87%). Ou seja, diante das condições atuais do BNDES não é viável aos acionistas investir no projeto em questão. Como consequência para que esse projeto seja concretizado, é necessário que os investidores aportem 100% do capital o que acaba por inviabilizar o financiamento da expansão da oferta de energia pelo ACL pelo BNDES.

Como nesse caso a dívida seria muito baixa, a constituição ou não de uma conta reserva acaba não impactando no retorno ao acionista.

A matriz de sensibilidade abaixo, apresenta o retorno que os acionistas teriam a partir da visão do BNDES, ou seja, primeiros 5 anos de contrato a R\$ 220,84/MWh e demais anos a R\$ 30,26/MWh (ambos indexados ao IPCA). Observa-se que mesmo se a energia fosse vendida nos 5 primeiros anos a preços superiores à tarifa média do cativo nesses anos (R\$245,38/MWh), o retorno do investimento ainda assim seria muito inferior ao custo de capital do acionista.

Tabela 26: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista – Visão do BNDES – Caso 2: contrato de venda no ACL com vigência de 05 anos e limite mínimo do PLD (R\$30,26/MWh) como premissa de preço para os demais anos do financiamento. Elaboração da autora.

ACL - Contrato Inicial	ACL - Contratos Sucessivos (Visão do BNDES)						
	-R\$ 14,7	R\$ 0,3	R\$ 15,3	R\$ 30,26	R\$ 45,3	R\$ 60,3	R\$ 75,3
R\$ 175,8	0,0%	0,0%	1,2%	3,4%	5,1%	6,5%	7,7%
R\$ 190,8	0,0%	0,0%	1,5%	3,7%	5,4%	6,9%	8,1%
R\$ 205,8	0,0%	0,0%	1,8%	4,0%	5,8%	7,2%	8,4%
R\$ 220,84	0,0%	0,0%	2,1%	4,3%	6,1%	7,6%	8,8%
R\$ 235,8	0,0%	0,0%	2,4%	4,7%	6,5%	7,9%	9,2%
R\$ 250,8	0,0%	0,0%	2,7%	5,1%	6,9%	8,3%	9,6%
R\$ 265,8	0,0%	0,0%	3,1%	5,5%	7,3%	8,8%	10,0%

Portanto, considerando-se as atuais condições de financiamento do BNDES para projetos com contratos inferiores ao prazo de financiamento, não é viável realizar-se investimentos na estrutura *Project Finance*, o que cria uma enorme barreira de entrada a novos investidores e um grande prejuízo ao ACL que não é capaz de financiar expansão de oferta de energia nem para suprir o crescimento vegetativo de sua demanda.

5.4.2.3

Caso 3 – Modelagem de financiamento de um projeto de PCH utilizando o esquema proposto - contrato inicial de 5 anos no ACL (preço considerando descontos de 5% a 30% sobre *break even* do ACR) e curva *forward* de preços para os anos sem contrato considerando Custo Marginal de Expansão (CME).

A partir do caso 3, trabalhar-se-á com a solução proposta nesse trabalho buscando a financiabilidade da expansão da oferta pelo ACL. Portanto, para os cinco primeiros anos de operação da PCH, para os quais o investidor já possui sua energia gerada contratada, será considerado preço médio de venda de R\$220,84/MWh que corresponde a um desconto de 10% sobre o *break even* em relação ao ACR de um consumidor médio A4, consumidores de energia incentivada e, portanto, público alvo dessa fonte de energia.

Contratos de 5 anos (R\$/MWh)	2017	2018	2019	2020	2021
Break even médio A4 Brasil	241,92	247,24	248,91	244,41	244,41
Média	245,38				
10% desconto média	220,84				

O financiador possui visão mais conservadora sobre a curva de preços projetada para os anos sem contrato. Assim, para os Casos 3, 4 e 5, será avaliada a viabilidade de investimento, de financiamento e comercial tanto pela visão mais conservadora do BNDES quanto por meio de uma visão mais otimista, em relação ao retorno possível, do investidor.

- **Visão do BNDES:** Contrato inicial de 5 anos com preço já fixado considerando descontos de 5% a 30% sobre o *break even* de um consumidor A4 típico. Para os demais 11 anos do financiamento, a curva de preço projetada considera o CME (R\$154/MWh) para todos os anos.

Para que seja realizada a viabilidade de financiamento, o caso 3 é analisado primeiramente sob a ótica mais conservadora do financiador. Assim, os anos sem contrato considerar-se-á o valor proposto ao BNDES nessa dissertação, o Custo Marginal de Expansão do sistema, atualmente R\$154/MWh.

Tabela 27: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão BNDES).
Elaboração da autora.

Premissas de Preço	
Cenário de Venda de Energia	Free Market
ACL - Contrato Inicial	R\$ 220,84/MWh
ACL - Último Ano do Contrato Inicial	2021
ACL - Contratos Sucessivos (Projeção do BNDES)	R\$ 154,00/MWh
Visão Selecionada	BNDES

Tabela 28: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão do BNDES).
Elaboração da autora.

Período	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 20	Year 30	Year 35
Ano Final	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2034	2044	2049
Fator Inflacionário	1,00	1,08	1,14	1,20	1,26	1,32	1,38	1,44	1,51	1,57	2,44	3,79	4,73
Geração (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Capacidade Instalada (MW)			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Garantia Física (MWmed)			14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Receita													
Leilão (GWh)	Free Market		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Preço (R\$/MWh)			R\$ 228	R\$ 239	R\$ 251	R\$ 263	R\$ 275	R\$ 287	R\$ 300	R\$ 314	R\$ 487	R\$ 757	R\$ 728
Receita			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACL (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Preço (R\$/MWh)			R\$ 252	R\$ 265	R\$ 278	R\$ 291	R\$ 304	R\$ 222	R\$ 232	R\$ 242	R\$ 376	R\$ 584	R\$ 728
Revenue			30.429	31.950	33.548	35.158	36.740	26.773	27.978	29.237	45.404	70.511	87.870
Receita													
Receita Total			30.429	31.950	33.548	35.158	36.740	26.773	27.978	29.237	45.404	70.511	87.870
Impostos sobre Receita (PIS/COFINS)			(1.111)	(1.166)	(1.224)	(1.283)	(1.341)	(977)	(1.021)	(1.067)	(1.657)	(2.574)	(3.207)
Despesas de Operação			(1.271)	(1.346)	(1.294)	(1.488)	(1.569)	(1.512)	(1.565)	(1.691)	(2.212)	(3.669)	(4.572)
TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)			(534)	(561)	(589)	(617)	(645)	(674)	(705)	(736)	(1.143)	(1.776)	(2.213)
CCD (Custo de Conexão)			(69)	(72)	(76)	(79)	(83)	(86)	(90)	(94)	(147)	(228)	(284)
TFSEE (Taxa de Fiscalização ANEEL)			(48)	(50)	(53)	(55)	(58)	(60)	(63)	(66)	(102)	(159)	(196)
Contribuição CCEE			(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(16)	(26)	(40)	(49)
UBP			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total OM&A (OPEX)			(1.933)	(2.042)	(2.024)	(2.253)	(2.369)	(2.348)	(2.439)	(2.604)	(3.630)	(5.870)	(7.315)
OM&A R\$ / MWh			16,0	16,9	16,8	18,7	19,6	19,5	20,2	21,6	30,1	48,6	60,6
EBITDA			27.385	28.742	30.299	31.621	33.030	23.448	24.518	25.566	40.117	62.067	77.347
Margem EBITDA			93%	93%	94%	93%	93%	91%	91%	91%	92%	91%	91%
CAPEX		(108.918)	(104.440)										
CAPEX Suficiente				(239)	(381)	(164)	(255)	(224)	(428)	(730)	(646)	(690)	(850)
Fluxo de Caixa Desalavancado antes IR	13,4%	(108.918)	(104.440)	27.385	28.503	29.918	31.457	32.775	23.223	24.090	24.836	39.471	61.377
Fluxo de Caixa													
Captação		65.679	62.978										
Amortização				(4.533)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	-	-
Despesa com				(5.802)	(11.241)	(10.516)	(9.791)	(9.065)	(8.340)	(7.615)	(6.890)	-	-
Serviço de				(10.334)	(20.306)	(19.581)	(18.856)	(18.131)	(17.405)	(16.680)	(15.955)	-	-
Imposto de				(937)	(984)	(1.033)	(1.083)	(1.132)	(825)	(862)	(900)	(1.398)	(2.172)
Valor Residual				-	-	-	-	-	-	-	-	-	177.318
Fluxo de Caixa Alavancado após IR	15,9%	(43.240)	(41.462)	16.113	7.213	9.304	11.519	13.513	4.994	6.549	7.981	38.072	59.205
Fluxo de Caixa													
ICSD				2,6x	1,4x	1,5x	1,6x	1,8x	1,3x	1,4x	1,5x		
Saldo Contábil				(5.167)	(5.077)	(4.895)	(4.714)	(4.533)	(4.351)	(4.170)	(3.989)	-	-
Variação do Conta Reserva				(5.167)	91	181	181	181	181	181	181	1.178	-
Custo de oportunidade				431	420	404	389	374	359	343	328	-	-
Fluxo de Caixa Alavancado após IR e CR	15,8%	(43.240)	(41.462)	11.377	7.723	9.889	12.089	14.068	5.533	7.073	8.490	39.251	59.205

Após inserção de dados de preço e prazo dos contratos, é realizada a análise de viabilidade de financiamento. Para tanto otimiza-se a alavancagem de acordo com as exigências do BNDES (ICSD maior que 1,3; prazo de financiamento até 16 anos, pois o projeto é destinado ao ACL e limite de 70% de financiamento dos itens financiáveis). Como resultado, obteve-se a tabela 30 abaixo.

Tabela 29: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão do BNDES). Elaboração da autora.

Dívida	
BNDES Premissas da Dívida	
Amortização	Const Amort
Máximo Financiável	70,0%
% Financiada limitada a ICSD	60,3%
Prazo	16 Years
Spread	2,50%
Principal	128.657
JCD	16.388
Dívida Total	145.044
Min ICSD - Visão Seleccionada	1,30x
Min ICSD - Visão BNDES	1,30x
Limite Mínimo ICSD	1,30x
BNDES - Debêntures de Infraestrutru	No

A partir da tabela 30 acima, observa-se que a proposta apresentada nessa dissertação melhora de forma extremamente significativa a alavancagem possível ao projeto. Enquanto esse projeto nas mesmas condições contratuais iniciais (caso 3), nas condições atuais de financiamento teria uma alavancagem possível de 6,8% (caso 2), a partir do esquema proposto teria uma alavancagem de 60,3% (caso 3). Isso demonstra o quanto a visão do BNDES é atualmente conservadora e o quanto essa penaliza a expansão da oferta de energia pela barreira de entrada criada.

As tabelas 30 e 31 abaixo apresentam os custos de construção totais do projeto, dos quais 60,3% seriam financiados pelo BNDES nas condições do caso 3.

Tabela 30: Custos incorridos durante a construção da PCH – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento. Elaboração da autora.

Premissas - Custos de Construção	
Schedule - % conclusão - Ano 1	53%
Schedule - % conclusão - Ano 2	47%
Sensibilidade de Custo	0,0%
Custo de Construção	198.631
Custos de Desenvolvimento	-
Inflação	14.728
Juros durante a construção (JDC)	<u>16.388</u>
Custo Total	229.746
Custo de Construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW médio	13.699
Custo Total / MW	9.190
Custo Total / MW médio	<u>15.845</u>
Custos Afundados - YTD	No

Tabela 31: Usos e Fontes – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (visão do BNDES). Elaboração da autora.

Tabela de Usos e Fontes	
Usos	
Custo de Construção	198.631
Inflação	14.728
JDC	<u>16.388</u>
Total	229.747
Fontes	
Financiamento BNDES	145.044
Debêntures de Infraestrutura	-
Equity	<u>84.702</u>
Total	229.747

A análise de viabilidade de investimento é realizada, primeiramente, utilizando a visão de preços futuros proposta ao financiador, ou seja, R\$154/MWh (Custo Marginal de Expansão) para os anos sem contrato. (CME – R\$154/MWh)

Tabela 32: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (visão do BNDES). Elaboração da autora.

Com Conta Reserva 15,8%	Sem Conta Reserva 15,9%
--	--

Comparando-se o retorno ao acionista de 15,8% com o custo de capital próprio estimado de 14,87% constata-se que mesmo com a renovação de contratos considerando os preços na visão do BNDES o projeto permanece atrativo para o investidor.

Observa-se, portanto, que o esquema proposto torna viável que se invista em projetos destinados ao ACL.

É importante considerar, ainda, que a visão do BNDES, como financiador, é, e deve ser, mais conservadora que a visão do investidor que acredita em seu projeto e, em geral, se permite uma visão de mercado mais otimista. Assim, adicionalmente à análise de viabilidade de investimento e cenários de retorno ao acionista obtidas a partir da visão de preços sugerida ao BNDES, serão realizadas análises com base no que seria a visão de mercado do investidor. Para tanto, foram utilizadas as curvas de preço para os anos sem contrato resultantes da metodologia descrita na seção 6.3 desse capítulo que tratam de um percentual de desconto dado ao consumidor de energia incentivada, sobre o seu *break even* em relação a se manter no mercado cativo de energia.

É importante observar que as rodadas na visão do empreendedor respeitam a alavancagem máxima pela ótica do BNDES.

- **Visão Investidor:** Contrato inicial de 5 anos com preço já fixado considerando descontos de 5% a 30% sobre o break even de um consumidor A4 típico. Para os demais 11 anos do financiamento, a curva de preço projetada considera % de desconto sobre o *break even* para todos os anos.

Contratos de 5 anos (R\$/MWh)	2017	2018	2019	2020	2021
Break even médio A4 Brasil	241,92	247,24	248,91	244,41	244,41
Média	245,38				
10% desconto média	220,84				
20% desconto 2020				195,53	

Para os cinco primeiros anos, utiliza-se o mesmo preço da visão do BNDES, R\$220,84/MWh que corresponde a um desconto de 10% sobre o *break even* do ACR. Para os anos sem contrato, considera-se que o investidor recontrata sua energia gerada com 20% de desconto sobre o *break even* do ACR em 2021, ano em que os custos da atual crise estarão amortizados e a tarifa de energia volta a seu valor real com tendência de alta no longo prazo.

Tabela 33: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre *break even* do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão Investidor).
Elaboração da autora.

Premissas de Preço	
Cenário de Venda de Energia	Free Market
ACL - Contrato Inicial	R\$ 220,84/MWh
ACL - Último Ano do Contrato Inicial	2021
ACL - Contratos Sucessivos (Projeção do Investidor)	R\$ 195,53/MWh

Tabela 34: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre *break even* do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.

Período	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 20	Year 30	Year 35
Ano Final	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2034	2044	2049
Fator Inflacionário	1,00	1,08	1,14	1,20	1,26	1,32	1,38	1,44	1,51	1,57	2,44	3,79	4,73
Geração (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Capacidade Instalada (MW)			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Garantia Física (MWmed)			14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Receita													
Leilão (GWh)	Free Market		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Preço (R\$/MWh)			R\$ 228	R\$ 239	R\$ 251	R\$ 263	R\$ 275	R\$ 287	R\$ 300	R\$ 314	R\$ 487	R\$ 757	R\$ 925
Receita			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACL (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Preço (R\$/MWh)			R\$ 252	R\$ 265	R\$ 278	R\$ 291	R\$ 304	R\$ 317	R\$ 329	R\$ 342	R\$ 478	R\$ 742	R\$ 925
Revenue			30.429	31.950	33.548	35.158	36.740	38.393	39.993	41.623	57.648	89.526	111.566
Receita			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita Total			30.429	31.950	33.548	35.158	36.740	38.393	39.993	41.623	57.648	89.526	111.566
Impostos sobre Receita (PIS/COFINS)			(1.111)	(1.166)	(1.224)	(1.283)	(1.341)	(1.401)	(1.461)	(1.521)	(2.104)	(3.268)	(4.072)
Despesas de Operação			(1.271)	(1.346)	(1.294)	(1.488)	(1.569)	(1.512)	(1.565)	(1.691)	(2.212)	(3.669)	(4.572)
TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)			(534)	(561)	(589)	(617)	(645)	(674)	(705)	(736)	(1.143)	(1.776)	(2.213)
CCD (Custo de Conexão)			(69)	(72)	(76)	(79)	(83)	(86)	(90)	(94)	(147)	(228)	(284)
TFSEE (Taxa de Fiscalização ANEEL)			(48)	(50)	(53)	(55)	(58)	(60)	(63)	(66)	(102)	(159)	(198)
Contribuição CCEE			(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(16)	(26)	(40)	(49)
UBP			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total OM&A (OPEX)			(1.933)	(2.042)	(2.024)	(2.253)	(2.369)	(2.348)	(2.439)	(2.604)	(3.630)	(5.870)	(7.315)
OM&A R\$ /			16,0	16,9	16,8	18,7	19,6	19,6	20,2	21,6	30,1	48,6	60,6
EBITDA			27.385	28.742	30.299	31.621	33.030	34.404	35.788	37.163	51.914	80.388	100.178
Margem EBITDA			93%	93%	94%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
CAPEX			(108.918)	(104.440)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Sustentável			-	(239)	(381)	(164)	(255)	(224)	(428)	(730)	(646)	(690)	(850)
Fluxo de Caixa Desalvacado antes IR	15,1%	(108.918)	(104.440)	27.385	28.503	29.918	31.457	32.775	30.180	31.360	32.433	51.268	79.698
Captação		65.679	62.978	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização		-	-	(4.533)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	(9.065)	-	-
Despesa de Serviço da		-	-	(5.802)	(11.241)	(10.516)	(9.791)	(9.065)	(8.340)	(7.615)	(6.890)	-	-
Imposto de Valor Residual		-	-	(10.334)	(20.306)	(19.581)	(18.856)	(18.131)	(17.405)	(16.680)	(15.955)	-	-
		-	-	(937)	(984)	(1.033)	(1.083)	(1.132)	(1.047)	(1.094)	(1.143)	(1.776)	(2.757)
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.436)
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177.318
Fluxo de Caixa Alvacado após IR	18,6%	(43.240)	(41.462)	16.113	7.213	9.304	11.519	13.513	11.728	13.586	15.335	49.493	76.941
ICSD	Min (2014-2032)			2,6x	1,4x	1,5x	1,6x	1,8x	1,7x	1,8x	2,0x		
	Min (2032-2063)												
Saldo Conta Reserva		-	(5.167)	(5.077)	(4.895)	(4.714)	(4.533)	(4.351)	(4.170)	(3.989)	-	-	-
Varição do Custo de Oportunidade			(5.167)	91	181	181	181	181	181	181	1.178	-	-
			431	420	404	389	374	359	343	328	-	-	-
Fluxo de Caixa Alvacado após IR e CR	18,4%	(43.240)	(41.462)	11.377	7.723	9.889	12.089	14.068	12.268	14.110	15.844	50.671	76.941

Tabela 35: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre *break even* do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.

TIR do acionista	
Com Conta Reserva	Sem Conta Reserva
18,4%	18,6%

Como resultado da análise do retorno do fluxo de caixa do acionista, observa-se que na visão do investidor esse é muito mais atrativo 18,4%, enquanto seu custo de capital estimado é de 14,87%. Portanto, ele estaria disposto a investir no projeto em questão.

A visão de preço do investidor é mais compatível com as projeções de preço para energia incentivada realizadas no mercado, portanto, ele poderia obtê-la a partir de trabalhos de consultorias especializadas.

▪ Visão do BNDES x Visão do Investidor

As matrizes de sensibilidade Preços de Contratos x Retorno ao Acionista, apresentadas nas tabelas 37 e 38 abaixo, avaliam a TIR do acionista para uma faixa de preços nos cinco primeiros anos que correspondem a descontos de 5% a 30% sobre o *break even* do ACR (R\$235,80 e 175,80, respectivamente), o que é factível com a metodologia exposta.

Para os anos inicialmente sem contrato, a matriz apresentada na tabela 39 considera a visão do BNDES (CME – R\$154/MWh) e a matriz apresentada na tabela 40 a visão de um investidor (desconto sobre *break even* do ACR).

Tabela 36: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão do BNDES).
Elaboração da autora.

ACL - Contrato Inicial	ACL - Contratos Sucessivos (Visão do BNDES)						
	R\$ 109,0	R\$ 124,0	R\$ 139,0	R\$ 154,00	R\$ 169,0	R\$ 184,0	R\$ 199,0
R\$ 175,8	10,4%	11,5%	12,5%	13,4%	14,3%	15,1%	15,8%
R\$ 190,8	10,9%	12,1%	13,1%	14,1%	15,0%	15,9%	16,7%
R\$ 205,8	11,6%	12,8%	13,9%	15,0%	15,9%	16,8%	17,7%
R\$ 220,84	12,3%	13,5%	14,7%	15,8%	16,8%	17,7%	18,6%
R\$ 235,8	13,0%	14,3%	15,5%	16,5%	17,5%	18,5%	19,3%
R\$ 250,8	13,7%	15,1%	16,3%	17,4%	18,4%	19,3%	20,2%
R\$ 265,8	14,6%	15,9%	17,1%	18,3%	19,3%	20,2%	21,1%

A matriz de sensibilidade da tabela 38 demonstra que o investimento permanece atrativo mesmo com uma visão de preços ainda mais conservadora de preços.

Tabela 37: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 3: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 05 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre break even do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 11 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.

ACL - Contrato Inicial	ACL - Contratos Sucessivos (Visão do Investidor)						
	R\$ 150,5	R\$ 165,5	R\$ 180,5	R\$ 195,53	R\$ 210,5	R\$ 225,5	R\$ 240,5
R\$ 175,8	13,2%	14,1%	14,9%	15,6%	16,4%	17,1%	17,7%
R\$ 190,8	13,9%	14,8%	15,7%	16,5%	17,3%	18,0%	18,7%
R\$ 205,8	14,7%	15,7%	16,6%	17,5%	18,3%	19,1%	19,8%
R\$ 220,84	15,5%	16,5%	17,5%	18,4%	19,2%	20,0%	20,7%
R\$ 235,8	16,3%	17,3%	18,3%	19,2%	20,0%	20,8%	21,5%
R\$ 250,8	17,1%	18,1%	19,1%	20,0%	20,8%	21,6%	22,4%
R\$ 265,8	18,0%	19,0%	20,0%	20,9%	21,7%	22,5%	23,2%

A área em vermelho abrange preços que foram desconsiderados por estarem acima do break even das distribuidoras, situação não considerada na tomada de decisão do investidor.

Em cinza estão os cenários em que a combinação de preços para os primeiros cinco anos (na vertical) e a perspectiva de preços para os demais anos (na horizontal) viabiliza o investimento, uma vez que o retorno do projeto ao acionista (TIR do FCFE) supera o custo de capital próprio do mesmo.

Comparando-se as duas matrizes e principalmente as áreas destacadas em cinza observa-se que em ambas visões o investimento é viabilizado com o cenário base estudado (i) visão do BNDES: R\$220,84/MWh nos cinco primeiros anos e R\$154/MWh nos demais e (ii) visão do investidor: R\$ 220,84/MWh nos cinco primeiros anos e R\$195,53/MWh nos demais.

Todavia, em uma tomada de decisão do investidor a partir da visão do BNDES, provavelmente haveria maior cautela. Isso porque o risco de não ser atingida a meta de retorno dele seriam maiores (área branca). Assim, é possível que, caso o investidor tome a decisão de investir considerando essa visão de preços futuros, seja mais conservador e exija um preço mais elevado nos cinco primeiros anos.

5.4.2.4

Caso 4 – Modelagem de financiamento de um projeto de PCH utilizando o esquema proposto - contrato inicial de 3 anos no ACL (preço considerando descontos de 5% a 30% sobre *break even* do ACR) e curva *forward* de preços para os anos sem contrato considerando Custo Marginal de Expansão (CME)

O caso 4 trata de uma variação do anterior de forma a avaliar se o esquema proposto nessa dissertação viabilizaria financiamento de projetos de fontes incentivadas de energia com um contrato inicial de apenas 3 anos, prazo de contrato também comum no ACL. Assim, para os primeiros três anos de operação da PCH, para os quais o investidor já possui sua energia gerada contratada, será considerado preço médio de venda de R\$221,42/MWh que corresponde a um desconto de 10% sobre o *break even* médio em relação ao ACR de um consumidor médio A4.

Contratos de 3 anos (R\$/MWh)	2017	2018	2019	2020
Break even médio A4 Brasil	241,92	247,24	248,91	244,41
Média	246,02			
10% desconto média	221,42			

- **Visão BNDES:** Contrato inicial de 3 anos com preço já fixado considerando descontos de 5% a 30% sobre o break even de um consumidor A4 típico. Para os demais 13 anos do financiamento, a curva de preço projetada considera o CME (R\$154/MWh) para todos os anos.

Para fins de análise da viabilidade de financiamento, em termos de preço, para os anos sem contrato, o BNDES considera o Custo Marginal de Expansão (R\$154/MWh).

Tabela 38: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão BNDES).
Elaboração da autora.

Premissas de Preço	
Cenário de Venda de Energia	Free Market
ACL - Contrato Inicial	R\$ 221,42/MWh
ACL - Último Ano do Contrato Inicial	2019
ACL - Contratos Sucessivos (Projeção do BNDES)	R\$ 154,00/MWh
Visão Selecionada	BNDES

Tabela 39: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão do BNDES).
Elaboração da autora.

Período	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 20	Year 30	Year 35
Ano Final	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2034	2044	2049
Fator In	1,00	1,08	1,14	1,20	1,26	1,32	1,38	1,44	1,51	1,57	2,44	3,79	4,73
Gerac			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Capac			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Garanti			14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Receita													
Leilão (Free Market)													
Preço (Vh)			R\$ 228	R\$ 239	R\$ 251	R\$ 263	R\$ 275	R\$ 287	R\$ 300	R\$ 314	R\$ 487	R\$ 757	R\$ 728
Receita													
ACL (G)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Preço (Vh)			R\$ 253	R\$ 265	R\$ 279	R\$ 293	R\$ 307	R\$ 321	R\$ 335	R\$ 349	R\$ 584	R\$ 918	R\$ 728
Receita			30.509	32.034	33.636	35.297	36.999	38.743	40.530	42.361	70.511	109.511	87.870
Receita			30.509	32.034	33.636	35.297	36.999	38.743	40.530	42.361	70.511	109.511	87.870
Imposto			(1.114)	(1.169)	(1.228)	(1.290)	(1.356)	(1.427)	(1.501)	(1.578)	(2.657)	(4.174)	(3.207)
Despes			(1.271)	(1.346)	(1.424)	(1.506)	(1.593)	(1.685)	(1.782)	(1.884)	(3.122)	(4.799)	(3.672)
TUSD			(534)	(561)	(589)	(617)	(645)	(674)	(705)	(736)	(1.143)	(1.776)	(2.213)
CCD (C			(69)	(72)	(76)	(79)	(83)	(86)	(90)	(94)	(147)	(228)	(284)
TFSEE			(48)	(50)	(53)	(55)	(58)	(60)	(63)	(66)	(102)	(159)	(198)
Contrib			(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(16)	(26)	(40)	(49)
UBP													
Total O&A			(1.933)	(2.042)	(2.024)	(2.253)	(2.369)	(2.348)	(2.439)	(2.604)	(3.630)	(5.870)	(7.315)
OM&A R\$/ MWh			16,0	16,9	16,8	18,7	19,6	19,5	20,2	21,6	30,1	48,6	60,6
EBITDA			27.462	28.823	30.384	31.369	32.316	33.248	34.158	35.037	40.117	62.067	77.347
Margem EBITDA			93%	93%	94%	90%	90%	91%	91%	91%	92%	91%	91%
CAPEX			(108.918)	(104.440)	-	-	-	-	-	-	(730)	(646)	(650)
CAPEX Sustentável			-	(239)	(381)	(164)	(255)	(224)	(428)	(730)	(646)	(690)	(650)
Fluxo de Caixa Desalavancado antes IR	12,8%	(108.918)	(104.440)	27.462	28.584	30.003	31.205	32.061	32.713	33.365	24.836	39.471	61.377
Captação		55.260	52.988	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização			(3.814)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)
Despesa de Juros			(4.681)	(9.458)	(8.848)	(8.237)	(7.627)	(7.017)	(6.407)	(5.797)	-	-	-
Serviço da Dívida			(8.695)	(17.085)	(16.475)	(15.865)	(15.255)	(14.644)	(14.034)	(13.424)	-	-	-
Imposto de Renda			(940)	(987)	(1.036)	(755)	(789)	(825)	(862)	(900)	(1.398)	(2.172)	(2.706)
Valor Residual			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177.318
Fluxo de Caixa Alavancado após IR	14,3%	(53.658)	(51.452)	17.827	10.512	12.492	4.585	6.017	7.754	9.194	10.512	38.072	251.109
ICSD	Min (2014-2032)		3,1x	1,6x	1,8x	1,3x	1,4x	1,5x	1,7x	1,8x			
	Min (2032-2063)												
Saldo Conta Reserva			(4.348)	(4.271)	(4.119)	(3.966)	(3.814)	(3.661)	(3.509)	(3.356)	-	-	-
Varição do Saldo Conta Reserva			(4.348)	76	153	153	153	153	153	153	992	-	-
Custo de Oportunidade			363	353	340	327	314	302	289	276	-	-	-
Fluxo de Caixa Alavancado após IR e CR	14,2%	(53.658)	(51.452)	13.842	10.942	12.985	5.065	6.485	8.209	9.636	10.940	39.064	251.109

Quanto à viabilidade de financiamento, a tabela 41 abaixo demonstra que mesmo com um contrato inicial de menor prazo (3 anos), o esquema aqui proposto ainda permite uma alavancagem razoável para o investidor, 50,7%, o que melhora consideravelmente as possibilidades de se estruturar *Project Finances* para construção de pequenas usinas que geram energia incentivada e são fundamentais para a expansão da oferta de geração de energia no Brasil.

Tabela 40: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão do BNDES). Elaboração da autora.

Dívida	
BNDES Premissas da Dívida	
Amortização	Const Amort
Máximo Financiável	70,0%
% Financiada limitada a ICSD	50,7%
Prazo	16 Years
Spread	2,50%
Principal	108.249
JCD	13.788
Dívida Total	122.037
Min ICSD - Visão Selecionada	1,63x
Min ICSD - Visão BNDES	1,30x
Limite Mínimo ICSD	1,30x
BNDES - Debêntures de Infraestrutrua	No

As tabelas 41 e 42 abaixo apresentam os custos de construção e o custo total do projeto já considerando o financiamento de 50,7% desses.

Tabela 41: Custos incorridos durante a construção da PCH – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento. Elaboração da autora.

Premissas - Custos de Construção	
Schedule - % conclusão - Ano 1	53%
Schedule - % conclusão - Ano 2	47%
Sensibilidade de Custo	0,0%
Custo de Construção	198.631
Custos de Desenvolvimento	-
Inflação	14.728
Juros durante a construção (JDC)	13.788
Custo Total	227.147
Custo de Construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW	7.945
Custo de desenvolvimento + construção / MW médio	13.699
Custo Total / MW	9.086
Custo Total / MW médio	15.665
<hr/>	
Custos Afundados - YTD	No

Tabela 42: Usos e Fontes – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (visão do BNDES). Elaboração da autora.

Tabela de Usos e Fontes	
Usos	
Custo de Construção	198.631
Inflação	14.728
JDC	13.788
Total	227.147
Fontes	
Financiamento BNDES	122.037
Debêntures de Infraestrutura	-
Equity	105.110
Total	227.147

Concluída a análise de viabilidade de financiamento a qual apontou para resultados positivos com a utilização do esquema proposto, é realizada a análise de viabilidade de investimento. Para tal, compara-se o custo de capital do acionista, que seria sua taxa mínima de atratividade para realizar o investimento,

com o retorno do fluxo de caixa do acionista. Os resultados do retorno ao acionista no caso 4, ou seja, na situação de apenas 3 anos de contrato inicial e R\$154/MWh nos demais anos.

Tabela 43: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (visão do BNDES). Elaboração da autora.

TIR do acionista	
Com Conta Reserva	Sem Conta Reserva
14,2%	14,3%

Vale lembrar que a comparação dos retornos com e sem a constituição da conta reserva é feita apenas para verificação da penalização dessa no fluxo de caixa do acionista.

Observa-se que, nas condições do caso 4, pela visão do BNDES, esse investimento não seria atrativo, isso porque seu retorno, 14,2% é muito próximo, mas um pouco abaixo, da taxa mínima exigida pelo acionista, 14,3%. Contudo, em geral o BNDES, em seu papel de financiador, possui uma visão muito mais conservadora que a do acionista em relação aos preços de mercado. Diante disso, a viabilidade de investimento também é analisada sob uma ótica mais otimista, mantendo-se realista e factível, considerando uma curva de preços para os anos que a energia do projeto ainda não está comprometida em contratos. A metodologia utilizada é a apresentada na seção 5.3 que trata da formação de preços de energia incentivada considerando um percentual de desconto (de 5% a 30%) sobre o *break even* do ACR para um consumidor médio A4.

- **Visão do Investidor:** Contrato inicial de 3 anos com preço já fixado considerando descontos de 5% a 30% sobre o *break even* de um consumidor A4 típico. Para os demais anos do financiamento, a curva de preço projetada considera % de desconto sobre o *break even* para todos os anos.

Contratos de 3 anos (R\$/MWh)	2017	2018	2019	2020
Break even médio A4 Brasil	241,92	247,24	248,91	244,41
Média	246,02			
10% desconto média	221,42			
20% desconto 2020				195,53

Na visão do investidor, foi considerado um valor de R\$195,53/MWh para os preços nos anos em que ainda não há contratos celebrados. Esse valor corresponde a um desconto de 20% sobre o *break even* médio A4 do mercado cativo em 2021, ano em que, a princípio, os custos da crise atual já estarão amortizados e a tarifa voltará a patamares reais.

Tabela 44: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre break even do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão Investidor).
Elaboração da autora.

Premissas de Preço	
Cenário de Venda de Energia	Free Market
ACL - Contrato Inicial	R\$ 221,42/MWh
ACL - Último Ano do Contrato Inicial	2019
ACL - Contratos Sucessivos (Projeção do Investidor)	R\$ 195,53/MWh
Visão Selecionada	Investor

Tabela 45: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre *break even* do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.

Período	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 20	Year 30	Year 35
Ano Final	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2034	2044	2049
Fator Inflacionário	1,00	1,08	1,14	1,20	1,26	1,32	1,38	1,44	1,51	1,57	2,44	3,79	4,73
Geração (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Capacidade Instalada (MW)			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Garantia Física (MWmed)			14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Receita													
Leilão (GWh)		Free Market											
Preço (R\$/MWh)			R\$ 228	R\$ 239	R\$ 251	R\$ 263	R\$ 275	R\$ 287	R\$ 300	R\$ 314	R\$ 487	R\$ 757	R\$ 925
Receita													
ACL (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Preço (R\$/MWh)			R\$ 253	R\$ 265	R\$ 279	R\$ 258	R\$ 270	R\$ 282	R\$ 294	R\$ 308	R\$ 478	R\$ 742	R\$ 925
Revenue			30.509	32.034	33.636	31.129	32.529	33.993	35.523	37.121	57.648	89.526	111.566
Receita													
Receita Total			30.509	32.034	33.636	31.129	32.529	33.993	35.523	37.121	57.648	89.526	111.566
Impostos sobre Receita (PIS/COFINS)			(1.114)	(1.169)	(1.228)	(1.136)	(1.187)	(1.241)	(1.297)	(1.358)	(2.104)	(3.268)	(4.072)
Despesas de Operação			(1.271)	(1.346)	(1.294)	(1.488)	(1.569)	(1.512)	(1.565)	(1.691)	(2.212)	(3.669)	(4.572)
TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)			(534)	(561)	(589)	(617)	(645)	(674)	(705)	(736)	(1.143)	(1.776)	(2.213)
CCD (Custo de Conexão)			(69)	(72)	(76)	(79)	(83)	(86)	(90)	(94)	(147)	(228)	(284)
TFSEE de Fiscalização ANEEL			(48)	(50)	(53)	(55)	(58)	(60)	(63)	(66)	(102)	(159)	(198)
Contribuição CEE			(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(16)	(26)	(40)	(49)
UBP													
Total O&M (OPEX)			(1.933)	(2.042)	(2.024)	(2.253)	(2.369)	(2.348)	(2.439)	(2.604)	(3.630)	(5.870)	(7.315)
OM&A (Wh)			16,0	16,9	16,8	18,7	19,6	19,5	20,2	21,6	30,1	48,6	60,6
EBITDA			27.462	28.823	30.384	27.739	28.973	30.404	31.788	33.163	51.914	80.388	100.178
Margem DA				93%	93%	94%	92%	92%	93%	93%	93%	93%	93%
CAPEX		(108.918)	(104.440)										
CAPEX disponível				(239)	(381)	(164)	(255)	(224)	(428)	(730)	(646)	(690)	(850)
Fluxo de Caixa Desalvacado antes IR	14,9%	(108.918)	(104.440)	27.462	28.584	30.003	27.575	28.718	30.180	31.360	32.433	51.268	79.698
Captação		55.260	52.988										
Amortiz.				(3.814)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)	(7.627)
Despesas				(4.881)	(9.458)	(8.848)	(8.237)	(7.627)	(7.017)	(6.407)	(5.797)	-	-
Serviço				(8.695)	(17.085)	(16.475)	(15.865)	(15.255)	(14.644)	(14.034)	(13.424)	-	-
Imposto				(940)	(987)	(1.036)	(959)	(1.002)	(1.047)	(1.094)	(1.143)	(1.776)	(2.757)
Valor Re													177.318
Fluxo de Caixa Alvacado após IR	17,2%	(53.658)	(51.452)	17.827	10.512	12.492	10.751	12.462	14.489	16.232	17.866	49.493	76.941
ICSD		Min (2014-2032)		3,1x	1,6x	1,8x	1,7x	1,8x	2,0x	2,2x	2,4x		
		Min (2032-2063)											
Saldo Conta Reserva			-	(4.348)	(4.271)	(4.119)	(3.966)	(3.814)	(3.661)	(3.509)	(3.356)	-	-
Varição do Saldo Conta Reserva				(4.348)	76	153	153	153	153	153	153	992	-
Custo de Oportunidade				363	363	340	327	314	302	289	276	-	-
Fluxo de Caixa Alvacado após IR e CR	17,1%	(53.658)	(51.452)	13.842	10.942	12.985	11.231	12.929	14.943	16.673	18.294	50.484	76.941

TIR do acionista	
Com Conta Reserva	Sem Conta Reserva
17,1%	17,2%

Nesse caso 4, observa-se claramente o quanto a visão conservadora do financiador penaliza a visão de retorno esperado pelo acionista. Considerando-se uma projeção de preços para os anos sem contrato mais compatível com a realidade e os parâmetros atuais para os anos seguintes, o acionista enxergaria um

retorno 2,9 pontos percentuais acima da visão do BNDES. Comparando-se, então, a TIR do FCFE com essa nova visão de preços futuros, 17,1%, com a taxa mínima exigida pelo acionista, 14,3%, esse seria um investimento atrativo do ponto de vista de um investidor.

▪ Visão BNDES x Visão do Investidor

Tabela 46: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão do BNDES). Elaboração da autora.

ACL - Contrato Inicial	ACL - Contratos Sucessivos (Visão do BNDES)						
	R\$ 109,0	R\$ 124,0	R\$ 139,0	R\$ 154,00	R\$ 169,0	R\$ 184,0	R\$ 199,0
R\$ 176,4	9,7%	10,9%	12,1%	13,2%	14,2%	15,2%	16,1%
R\$ 191,4	9,9%	11,2%	12,4%	13,5%	14,6%	15,6%	16,6%
R\$ 206,4	10,2%	11,5%	12,7%	13,9%	14,9%	16,0%	16,9%
R\$ 221,42	10,5%	11,8%	13,1%	14,2%	15,3%	16,3%	17,3%
R\$ 236,4	10,8%	12,2%	13,4%	14,6%	15,7%	16,8%	17,8%
R\$ 251,4	11,2%	12,5%	13,8%	15,0%	16,1%	17,2%	18,2%
R\$ 266,4	11,5%	12,9%	14,2%	15,4%	16,6%	17,6%	18,7%

Tabela 47: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 4: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 03 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre break even do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 13 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.

ACL - Contrato Inicial	ACL - Contratos Sucessivos (Visão do Investidor)						
	R\$ 150,5	R\$ 165,5	R\$ 180,5	R\$ 195,53	R\$ 210,5	R\$ 225,5	R\$ 240,5
R\$ 176,4	12,9%	14,0%	15,0%	15,9%	16,8%	17,7%	18,5%
R\$ 191,4	13,3%	14,3%	15,4%	16,3%	17,3%	18,2%	19,0%
R\$ 206,4	13,6%	14,7%	15,7%	16,7%	17,7%	18,6%	19,4%
R\$ 221,42	14,0%	15,1%	16,1%	17,1%	18,1%	19,0%	19,9%
R\$ 236,4	14,3%	15,5%	16,5%	17,5%	18,5%	19,4%	20,3%
R\$ 251,4	14,7%	15,9%	16,9%	18,0%	19,0%	19,9%	20,8%
R\$ 266,4	15,1%	16,3%	17,4%	18,4%	19,4%	20,4%	21,3%

A área em vermelho abrange preços que foram desconsiderados por estarem acima do *break even* das distribuidoras, situação não considerada na tomada de decisão do investidor.

Comparando-se as duas matrizes de sensibilidade fica bastante claro o quanto o conservadorismo, necessário a bancos financiadores, penaliza o retorno

estimado pelo acionista que, normalmente, possui uma visão mais otimista de seu negócio. Como (i) os preços projetados na visão do investidor são baseados em uma metodologia factível de projeção de preços de energia incentivada e (ii) observando-se a área destacada em cinza da tabela 50 nota-se que mesmo a preços um pouco mais baixos que os 20% de desconto sobre o *break even* médio de 2021, o retorno do investimento supera o esperado pelo acionista, esse seria um projeto atrativo a investimentos, na hipótese de o BNDES utilizar o esquema proposto nessa dissertação.

Pode-se, portanto, concluir que o esquema proposto permite que financiamentos estruturados por *Project Finance* de projetos destinados exclusivamente ao ACL passem a fazer parte da realidade do setor elétrico brasileiro e, com isso, esse mercado possa cumprir importante papel na fundamental expansão da geração de energia elétrica no Brasil.

5.4.2.5

Caso 5 - Modelagem de financiamento de um projeto de PCH utilizando o esquema proposto - contrato inicial de 2 anos no ACL (preço considerando descontos de 5% a 30% sobre *break even* do ACR) e curva *forward* de preços para os anos sem contrato considerando Custo Marginal de Expansão (CME)

O quinto caso segue a mesma linha de estudo dos dois anteriores com um contrato inicial de apenas dois anos, buscando-se avaliar a eficácia do esquema proposto em viabilizar o financiamento de projeto de geração de energia destinados ao ACL, em um caso extremo.

Para os anos cuja energia gerada pela PCH já está contratada, então, será considerado preço médio de venda de R\$220,12/MWh que corresponde a um desconto de 10% sobre o *break even* médio em relação ao ACR de um consumidor médio A4 em 2017 e 2018.

Contratos de 2 anos (R\$/MWh)	2017	2018	2020
Break even médio A4 Brasil	241,92	247,24	244,41
Média	244,58		
10% desconto média	220,12		

- **Visão BNDES:** Contrato inicial de 2 anos com preço já fixado considerando descontos de 5% a 30% sobre o break even de um consumidor A4 típico. Para os demais 14 anos do financiamento, a curva de preço projetada considera o CME (R\$154/MWh) para todos os anos.

Tabela 48: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES).
Elaboração da autora.

Premissas de Preço	
Cenário de Venda de Energia	Free Market
ACL - Contrato Inicial	R\$ 220,12/MWh
ACL - Último Ano do Contrato Inicial	2018
ACL - Contratos Sucessivos (Projeção do BNDES)	R\$ 154,00/MWh
Visão Selecionada	BNDES

Tabela 49: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES).

Elaboração da autora

Período	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 20	Year 30	Year 35
Ano Final	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2034	2044	2049
Fator Inflacionário	1,00	1,08	1,14	1,20	1,26	1,32	1,38	1,44	1,51	1,57	2,44	3,79	4,73
Geração (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Capacidade Instalada (MW)			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Garantia Física (MWmed)			14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Receita													
Leilão (GWh)	Free Market		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Preço (R\$/MWh)			R\$ 228	R\$ 239	R\$ 251	R\$ 263	R\$ 275	R\$ 287	R\$ 300	R\$ 314	R\$ 487	R\$ 757	R\$ 728
Receita			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACL (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Preço (R\$/MWh)			R\$ 251	R\$ 264	R\$ 194	R\$ 203	R\$ 212	R\$ 222	R\$ 232	R\$ 242	R\$ 376	R\$ 584	R\$ 728
Revenue			30.330	31.846	23.394	24.517	25.620	26.773	27.978	29.237	45.404	70.511	87.870
Receita													
Receita Total			30.330	31.846	23.394	24.517	25.620	26.773	27.978	29.237	45.404	70.511	87.870
Impostos sobre Receita (PIS/COFINS)			(1.107)	(1.162)	(854)	(895)	(935)	(977)	(1.021)	(1.067)	(1.657)	(2.574)	(3.207)
Despesas de Operação			(1.271)	(1.346)	(1.294)	(1.488)	(1.569)	(1.512)	(1.565)	(1.691)	(2.212)	(3.669)	(4.572)
TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)			(534)	(561)	(589)	(617)	(645)	(674)	(705)	(736)	(1.143)	(1.776)	(2.213)
CCD (Custo de Conexão)			(69)	(72)	(76)	(79)	(83)	(86)	(90)	(94)	(147)	(228)	(284)
TFSEE (Taxa de Fiscalização ANEEL)			(48)	(50)	(53)	(55)	(58)	(60)	(63)	(66)	(102)	(159)	(198)
Contribuição CCEE			(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(16)	(26)	(40)	(49)
UBP			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total OM			(1.933)	(2.042)	(2.024)	(2.253)	(2.369)	(2.348)	(2.439)	(2.604)	(3.630)	(5.870)	(7.315)
OM&A R\$/Wh			16,0	16,9	16,8	18,7	19,6	19,5	20,2	21,6	30,1	48,6	60,6
EBITDA			27.290	28.642	20.516	21.369	22.316	23.448	24.518	25.566	40.117	62.067	77.347
Margem de contribuição			93%	93%	91%	90%	90%	91%	91%	91%	92%	91%	91%
CAPEX disponível			(108.918)	(104.440)	-	(239)	(381)	(164)	(255)	(224)	(428)	(730)	(646)
Fluxo de Caixa Desalavancado antes IR	12,5%		(108.918)	(104.440)	27.290	28.403	20.135	21.205	22.061	23.223	24.090	24.836	39.471
Captação			51.090	48.990	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização			(3.526)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)
Despesas			(4.513)	(8.744)	(8.180)	(7.616)	(7.052)	(6.488)	(5.923)	(5.359)	-	-	-
Serviço de manutenção			(8.039)	(15.796)	(15.232)	(14.668)	(14.103)	(13.539)	(12.975)	(12.411)	-	-	-
Imposto de Renda			(934)	(981)	(721)	(755)	(789)	(825)	(862)	(900)	(1.398)	(2.172)	(2.706)
Valor Resgate			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177.318
Fluxo de Caixa Alavancado após IR	13,6%		(57.828)	(55.451)	18.316	11.627	4.183	5.782	7.169	8.860	10.254	11.525	38.072
ICSD			Min (2014-2032)	3,3x	1,8x	1,3x	1,4x	1,5x	1,7x	1,8x	2,0x		
			Min (2032-2063)										
Saldo Contábil Reserva			-	(4.019)	(3.949)	(3.808)	(3.667)	(3.526)	(3.385)	(3.244)	(3.103)	-	-
Variação do Saldo Conta Reserva			(4.019)	71	141	141	141	141	141	141	141	917	-
Custo de Oportunidade			335	326	315	303	291	279	267	255	-	-	-
Fluxo de Caixa Alavancado após IR e CR	13,6%		(57.828)	(55.451)	14.632	12.023	4.638	6.226	7.600	9.280	10.662	11.921	38.989

Após otimização da alavancagem, observa-se que respeitadas as exigências do BNDES de 1,3 de ICSD, 16 anos de financiamento e 70% de financiamento máximo, mesmo com uma visão mais conservadora, uma vez que há apenas 2 anos de contratos já firmados, o esquema proposto permite uma alavancagem de até 46,9% do projeto.

Tabela 50: Resultado da otimização da alavancagem considerando o limite de 70% estabelecido pelo BNDES – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.

Dívida	
BNDES Premissas da Dívida	
Amortização	Const Amort
Máximo Financiável	70,0%
% Financiada limitada a ICSD	46,9%
Prazo	16 Years
Spread	2,50%
Principal	100.080
JCD	12.748
Dívida Total	112.827
Min ICSD - Visão Selecionada	1,69x
Min ICSD - Visão BNDES	1,30x
Limite Mínimo ICSD	1,30x
BNDES - Debêntures de Infraestrutrua	No

São apresentados os custos de construção e os custos totais, já considerando a alavancagem ótima de 46,9% para um projeto de PCH nos moldes do caso 5.

Tabela 51: Custos incorridos durante a construção da PCH – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.

Premissas - Custos de Construção	
Schedule - % conclusão - Ano 1	53%
Schedule - % conclusão - Ano 2	47%
Sensibilidade de Custo	0,0%
Custo de Construção	198.631
Custos de Desenvolvimento	-
Inflação	14.728
Juros durante a construção (JDC)	12.748
Custo Total	226.106
Custo Total / MW	9.044
Custo Total / MW médio	15.594
Custos Afundados - YTD	No

Tabela 52: Usos e Fontes – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.

Tabela de Usos e Fontes	
Usos	
Custo de Construção	198.631
Inflação	14.728
JDC	12.748
Total	226.107
Fontes	
Financiamento BNDES	112.827
Debêntures de Infraestrutura	-
Equity	113.279
Total	226.107

Tabela 53: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.

TIR do acionista	
Com Conta Reserva	Sem Conta Reserva
13,6%	13,6%

Após análise da viabilidade de o BNDES financiar tal projeto considerando a proposta dessa dissertação, é realizada a analisar se esse é um investimento atrativo. Considerando-se a visão mais conservadora do financiador, o projeto não se mostra interessante uma vez que o retorno ao acionista é de 13,6%, enquanto seu custo de capital, ou seja, a menor taxa que o acionista aceitaria de retorno é de 14,87%. No entanto, como o investidor possui, geralmente, visão mais otimista quanto ao seu projeto e tem maior aceitação à visão de mercado, é realizada análise de viabilidade de investimento também do ponto de vista do investidor, ou seja, considerando preços futuros baseados na metodologia de desconto sobre o *break even* de um consumidor incentivado.

- **Visão do Investidor:** Contrato inicial de 2 anos com preço já fixado considerando descontos de 5% a 30% sobre o break even de um consumidor A4 típico. Para os demais 14 anos do financiamento, a curva de preço projetada considera % de desconto sobre o *break even* para todos os anos.

No caso 5, supõe-se que o investidor enxerga como preço de mercado para os anos em que ainda não possui contrato, um desconto de 20% sobre o *break even* projetado para o ACR em 2021, ano posterior à amortização das dívidas geradas pela atual crise do setor.

Contratos de 2 anos (R\$/MWh)	2017	2018	2020
Break even médio A4 Brasil	241,92	247,24	244,41
Média	244,58		
10% desconto média	220,12		
20% desconto 2020			195,53

Tabela 54: Premissas de preço utilizadas para projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre *break even* do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão Investidor).
Elaboração da autora.

Premissas de Preço	
Cenário de Venda de Energia	Free Market
ACL - Contrato Inicial	R\$ 220,12/MWh
ACL - Último Ano do Contrato Inicial	2018
ACL - Contratos Sucessivos (Projeção do Investidor)	R\$ 195,53/MWh
Visão Selecionada	Investor

Tabela 55: Detalhamento das etapas de projeção do fluxo de caixa do acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre *break even* do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.

Período	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 20	Year 30	Year 35
Ano Final	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2034	2044	2049
Fator Inflacionário	1,00	1,08	1,14	1,20	1,26	1,32	1,38	1,44	1,51	1,57	2,44	3,79	4,73
Geração (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Capacidade Instalada (MW)			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Garantia Física (MWmed)			14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Receita													
Leilão (GWh)	Free Market												
Preço (R\$/MWh)			R\$ 228	R\$ 239	R\$ 251	R\$ 263	R\$ 275	R\$ 287	R\$ 300	R\$ 314	R\$ 487	R\$ 757	R\$ 925
Receita													
ACL (GWh)			120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7	120,7
Preço (R\$/MWh)			R\$ 251	R\$ 264	R\$ 246	R\$ 258	R\$ 270	R\$ 282	R\$ 294	R\$ 308	R\$ 478	R\$ 742	R\$ 925
Revenue			30.330	31.846	29.703	31.128	32.529	33.993	35.523	37.121	57.648	89.525	111.565
Receita													
Receita Total			30.330	31.846	29.703	31.128	32.529	33.993	35.523	37.121	57.648	89.525	111.565
Impostos sobre Receita (PIS/COFINS)			(1.107)	(1.162)	(1.084)	(1.136)	(1.187)	(1.241)	(1.297)	(1.355)	(2.104)	(3.268)	(4.072)
Despesas de Operação			(1.271)	(1.346)	(1.294)	(1.488)	(1.569)	(1.512)	(1.565)	(1.691)	(2.212)	(3.669)	(4.572)
TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição)			(534)	(561)	(589)	(617)	(645)	(674)	(705)	(736)	(1.143)	(1.776)	(2.213)
CCD (Custo de Conexão)			(69)	(72)	(76)	(79)	(83)	(86)	(90)	(94)	(147)	(228)	(284)
TFSEE - de Fiscalização ANEEL			(48)	(50)	(53)	(55)	(58)	(60)	(63)	(66)	(102)	(159)	(198)
Contribuição CEE			(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(16)	(26)	(40)	(49)
UBP													
Total O&M	OPEX		(1.933)	(2.042)	(2.024)	(2.253)	(2.369)	(2.348)	(2.439)	(2.604)	(3.630)	(5.870)	(7.315)
OM&A	Wh		16,0	16,9	16,8	18,7	19,6	19,5	20,2	21,6	30,1	48,6	60,6
EBITDA			27.290	28.642	26.594	27.739	28.973	30.404	31.787	33.163	51.913	80.387	100.177
Margem DA			93%	93%	93%	92%	92%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
CAPEX		(108.918)	(104.440)										
CAPEX	ntável			(239)	(381)	(164)	(255)	(224)	(428)	(730)	(646)	(690)	(850)
Fluxo de Caixa Desalvancado antes IR	14,8%	(108.918)	(104.440)	27.290	28.403	26.213	27.575	28.718	30.180	31.360	32.433	51.268	79.697
Captação		51.090	48.990										
Amortiz			(3.526)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	(7.052)	-	-
Despesas			(4.513)	(8.744)	(8.180)	(7.616)	(7.052)	(6.488)	(5.923)	(5.359)	-	-	-
Serviço			(8.039)	(15.796)	(15.232)	(14.668)	(14.103)	(13.539)	(12.975)	(12.411)	-	-	-
Imposto			(934)	(981)	(915)	(959)	(1.002)	(1.047)	(1.094)	(1.143)	(1.776)	(2.757)	(3.436)
Valor Re													177.318
Fluxo de Caixa Alvacado após IR	16,7%	(57.828)	(55.451)	18.316	11.627	10.067	11.948	13.612	15.593	17.290	18.878	49.492	76.940
ICSD	Min (2014-2032)		3,3x	1,8x	1,7x	1,8x	2,0x	2,2x	2,4x	2,6x			
	Min (2032-2063)												
Saldo Conta Reserva			(4.019)	(3.949)	(3.808)	(3.667)	(3.526)	(3.385)	(3.244)	(3.103)	-	-	-
Varição do Saldo Conta Reserva			(4.019)	71	141	141	141	141	141	141	917	-	-
Custo de Oportunidade			335	326	315	303	291	279	267	255	-	-	-
Fluxo de Caixa Alvacado após IR e CR	16,6%	(57.828)	(55.451)	14.632	12.023	10.522	12.392	14.044	16.013	17.698	19.275	50.409	76.940

Tabela 56: Taxa Interna de Retorno do acionista com comparação entre cenários com e sem constituição de Conta Reserva – Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre *break even* do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.

TIR do acionista	
Com Conta Reserva	Sem Conta Reserva
16,6%	16,7%

Assim como no caso 4, a partir de uma visão de preços do investidor baseada na tarifa paga por um consumidor no ACR, o retorno ao acionista do investimento passa para 16,6%, sendo, assim, mais elevado que o custo de capital do acionista, o que tornaria o investimento atrativo.

▪ Visão BNDES x Visão do Investidor

As matrizes de sensibilidade abaixo apresentam os retornos ao acionista a partir da combinação de visão de preços do BNDES e do investidor.

Tabela 57: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e CME (R\$154/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão BNDES). Elaboração da autora.

ACL - Contrato Inicial	ACL - Contratos Sucessivos (Visão do BNDES)						
	R\$ 109,0	R\$ 124,0	R\$ 139,0	R\$ 154,00	R\$ 169,0	R\$ 184,0	R\$ 199,0
R\$ 175,1	9,3%	10,6%	11,8%	13,0%	14,1%	15,1%	16,2%
R\$ 190,1	9,5%	10,8%	12,0%	13,2%	14,3%	15,4%	16,4%
R\$ 205,1	9,6%	10,9%	12,2%	13,4%	14,5%	15,6%	16,7%
R\$ 220,12	9,8%	11,1%	12,4%	13,6%	14,8%	15,9%	17,0%
R\$ 235,1	10,0%	11,3%	12,6%	13,8%	15,0%	16,1%	17,2%
R\$ 250,1	10,2%	11,5%	12,8%	14,1%	15,3%	16,4%	17,5%
R\$ 265,1	10,4%	11,8%	13,1%	14,3%	15,5%	16,7%	17,8%

Tabela 58: Matriz de Sensibilidade de Preço dos Contratos/TIR acionista - Caso 5: contrato inicial de venda no ACL com vigência de 02 anos e preço médio resultante de % de desconto sobre *break even* do cativo (R\$ 195,53/MWh) como premissa de preço para os demais 14 anos do financiamento (Visão Investidor). Elaboração da autora.

ACL - Contrato Inicial	ACL - Contratos Sucessivos (Visão do Investidor)						
	R\$ 150,5	R\$ 165,5	R\$ 180,5	R\$ 195,53	R\$ 210,5	R\$ 225,5	R\$ 240,5
R\$ 175,1	12,6%	13,8%	14,8%	15,9%	16,8%	17,8%	18,7%
R\$ 190,1	12,8%	14,0%	15,1%	16,1%	17,1%	18,1%	19,0%
R\$ 205,1	13,1%	14,2%	15,3%	16,3%	17,4%	18,4%	19,3%
R\$ 220,12	13,3%	14,4%	15,5%	16,6%	17,6%	18,6%	19,6%
R\$ 235,1	13,5%	14,7%	15,8%	16,9%	17,9%	18,9%	19,9%
R\$ 250,1	13,7%	14,9%	16,1%	17,2%	18,2%	19,2%	20,2%
R\$ 265,1	14,0%	15,2%	16,3%	17,4%	18,5%	19,5%	20,5%

Com uma breve avaliação das tabelas acima já é possível constatar que, caso o investidor considere a visão de preço futuro proposta BNDES (CME – R\$154/MWh) ele não investirá no projeto pois seu retorno é menor que seu custo de capital.

Já na visão de preços proposta ao investidor, o projeto se torna atrativo, pois a TIR do FCFE passa a ser 16,6%, ou seja, 2,3 pontos percentuais acima do custo de capital do acionista. A área destacada em cinza na tabela 61 demonstra ainda que o acionista poderia ter visão ainda mais conservadora de preços futuros e o projeto ainda assim ser viável.

A partir dos estudos de caso propostos, constata-se que, mesmo em uma conjuntura como a atual em que há gritante necessidade de investimento em nova oferta, na qual os custos de operação do sistema estão muito acima do custo de se expandir a geração, ou seja, atualmente é mais barato investir em 1 MWh de nova geração do que gerar energia, em uma conjuntura de grave crise setorial com elevação fortemente acentuada das tarifas e preços estressados, as atuais condições de financiamento do BNDES inviabilizam bons projetos destinados ao ACL.

5.4.2.6

Resumo dos Casos e Resultados

Tabela 59: Resumo dos Casos 1, 2, 3, 4 e 5 e seus resultados. Elaboração da autora.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	
Visão do BNDES	Contrato Inicial - Prazo e Preço	30 anos R\$199,50/MWh	5 anos R\$220,84/MWh	5 anos R\$220,84/MWh	3 anos R\$221,42/MWh	2 anos R\$220,12/MWh
	Demais anos do financiamento – Preço	-	R\$30,26/MWh	R\$154,00/MWh	R\$154,00/MWh	R\$154,00/MWh
	Alavangem otimizada	62,10%	6,80%	60,30%	50,70%	46,90%
	TIR acionista com conta reserva	18,10%	4,30%	15,80%	14,20%	13,60%
	Viabilidade de Investimento (Ke = 14,87%)	OK	Não	OK	Não	Não
Visão do Acionista Digital Nº 1312717/CA	Contrato Inicial - Prazo e Preço	N/A	N/A	5 anos R\$220,84/MWh	3 anos R\$221,42/MWh	2 anos R\$220,12/MWh
	Demais anos do financiamento – Preço	N/A	N/A	R\$195,53/MWh	R\$195,53/MWh	R\$195,53/MWh
	TIR acionista com conta reserva	N/A	N/A	18,40%	17,10%	16,60%
	Viabilidade de Investimento (Ke = 14,87%)	N/A	N/A	OK	OK	OK

6

Conclusão

Esta dissertação propôs uma solução conceitual para melhorar as condições de desenvolvimento de projetos de geração de energia incentivada (por exemplo, PCHs, eólicas e usinas a biomassa) destinados ao ACL. A ótica deste trabalho foi estudar o problema sob o ponto de vista do financiador, diferentemente de trabalhos anteriores (que analisaram o tema sob a ótica do desenvolvimento de novos produtos de mercado).

Como visto, a financiabilidade de um projeto, em qualquer indústria, cuja maturação ocorra durante muitos anos, envolve riscos que precisam ser gerenciados. A chave do processo é estimar, da melhor forma possível, as receitas futuras do projeto e seu risco de crédito, e desenhar formas de garantias financeiras que serão exercidas caso as estimativas não se concretizem.

A construção de uma solução para financiar projetos para o ACL precisa reconhecer que usinas nesse mercado não terão contratos de longo prazo, porém que é possível trabalhar com renovações sucessivas, a preços que preservem o índice de cobertura da dívida inicialmente exigido pelo financiador, uma vez que este mercado possui maior liquidez para contratos de curto e médio prazo.

A mitigação do risco de mercado na financiabilidade de projetos com contratos de prazo inferior ao período da dívida passa por:

1. Definição de hipóteses tecnicamente razoáveis para estimar o fluxo de caixa para os anos sem contrato.

O Mercado Livre é, ainda, relativamente novo no Brasil, e o BNDES por desconhecimento do mesmo e pela falta de estrutura de verificação dos preços futuros de energia nesse mercado, seja por meio de um mercado organizado (bolsa de energia com negociação de preços de contratos de médio e longo prazo) e/ou de ferramentas auditáveis para geração de curvas *foward* para este mercado, opta por uma postura extremamente conservadora, o que tem inviabilizado o financiamento de projetos direcionados exclusivamente para o mercado livre.

Assim, este trabalho procurou sugerir uma metodologia de precificação a partir de dados públicos e auditáveis, aderentes à realidade do mercado livre, bem como a utilização de um preço futuro de longo prazo para esta energia baseado em informações oficiais, e demonstrar que a partir dessa proposta é possível financiar projetos no mercado livre com segurança para o BNDES e com retornos atraentes ao capital privado.

2. Definição de esquemas de compromissos sucessivos de contratação, para garantir, por meio dos melhores esforços da parte vendedora, o cumprimento das estimativas anteriores.
3. Definição de um robusto esquema de garantias executadas caso (2) não se verifique.

Este trabalho apresentou uma proposta que busca atender à lógica anterior, por meio de:

- Alternativas críveis, conservadoras e razoáveis para consideração de premissas em fluxos de caixa futuro de projetos para os anos sem contrato.
- Proposta de “obrigação” de contratar do financiado.
- Robusto esquema *de covenants* que visa assegurar o financiador, caso os compromissos sucessivos de contratação não sejam cumpridos.

Os exercícios numéricos usando informações de um projeto de uma PCH em construção e dados reais do setor mostraram que o racional aqui apresentado pode melhorar significativamente a viabilidade de investimento, de financiamento e a competitividade econômica dos projetos de geração para o ACL em relação ao estado atual. Isso é essencial para que (i) o ACR seja desonerado do ônus de ser o único responsável pela expansão da matriz elétrica brasileira; (ii) se intensifique o desenvolvimento de fontes incentivadas de energia, que além de serem limpas, renováveis e com reduzido impacto socioambiental, pulverizam a nova oferta, reduzindo riscos de atrasos com grande impacto na expansão da geração; e (iii) o mercado livre de energia seja preservado e continue se desenvolvendo de forma que cada vez mais os consumidores possam se beneficiar com sua estrutura fundamentada na competição e livre negociação bilateral.

Este trabalho é um primeiro passo no processo de melhoria da financiabilidade de projetos para ACL. Há outros temas relacionados que aqui não

foram avaliados, como garantias, qualidade de crédito do comprador, organização de um mercado organizado de comercialização de contratos, etc.

Produtos financeiros como certificados de energia, contratos negociados em bolsa, preços como referência de mercado etc ajudam a proposta apresentada servindo como mais “referências” para o fluxo de caixa.

No entanto, ter um ambiente de negócios com instituições, regras estáveis e sem intervenções é fundamental, pois permite a construção de hipóteses razoáveis para o comportamento racional dos agentes, em linha com a prática internacional.

6.1

Sugestões e recomendações para novas pesquisas

A comercialização de energia no ACL possui uma dinâmica que reflete as especificidades de cada um de seus agentes e, conseqüentemente, uma gestão diferenciada. Os agentes participantes desse mercado possuem práticas e condições de negociação distintas daqueles ainda no mercado regulado. No ACL toda a gestão de risco (preço, prazo, volume, contraparte) é responsabilidade do próprio agente e para são necessárias condições de oferta de energia e ferramentas apropriadas que possibilitem uma eficiente gestão desses riscos. O foco do problema, de acordo com [49] não é a exposição aos riscos, mas sim o desenvolvimento das condições de mitigação e otimização desses. De fato, o mercado brasileiro vem evoluindo desde sua abertura no início dos anos 2000, no entanto, um ponto ainda bastante embrionário é a necessidade de maior liquidez nas operações do ACL. Assim, seria interessante que estudos futuros abordassem a questão de instrumentos financeiros de mercado que possam criar um mercado organizado, com formação de preços transparente e financeiramente seguro auxiliando, assim, uma comercialização mais robusta.

Bibliografia

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica no 89/2014-SRE/ANEEL**. Brasília, mar. 2014. Recuperado em: 12 dez., 2014, de http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/002/resultado/wacc_geracao_3_-_fechamento_ap_-_v5.pdf
- [2] AGUIAR FILHO, F.L. **Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise da Capacidade de Atração de Capital Privado para Investimentos em Geração de Energia Hidrelétrica**. São Paulo, 2007, 198 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [3] Banco Central do Brasil. **Boletim Histórico de Metas para a Inflação no Brasil**. São Paulo, 2015. Recuperado em 28 mar., 2015 de <http://www.bcb.gov.br/Pec/metas/TabelaMetaseResultados.pdf>
- [4] Banco Central do Brasil. **Focus - Relatório de Mercado**. São Paulo, mar. 2015. Recuperado em 28 mar., 2015 de <http://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20150327.pdf>
- [5] BARBOSA, T.A. **Custo de Capital Próprio em Mercados Emergentes: Uma análise comparativa em Empresas Argentinas, Brasileiras, Chilenas e Mexicanas**. (Dissertação de Mestrado) 2004.
- [6] BARROSO, L.A. **Institutional framework and trading arrangements. Market Study of the Brazilian Electric Sector**, Rio de Janeiro, v.2, 2013.
- [7] BELLO, B.V. **Modelagem de Garantias Governamentais em Project Finance e Parcerias Público-Privadas Através da Aplicação da Teoria das Opções Reais**, Rio de Janeiro, 2009, 96 f. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresas) - Departamento de Administração da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- [8] BENTO, L.S. **Cálculo do Custo de Capital de Empresas de Capital Fechado, um Estudo de Caso para o Transporte de Gás Natural no Brasil**. 2003. Dissertação (Mestrado em Administração), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [9] BLACK, F.; JENSEN, M. e SHOLES, M. **The Capital Asset Pricing Model: Some Empirical Tests**. *Studies in The Theory of Capital Markets*, 1972.

- [10] BLANK, F. F. **Teoria de Opções Reais em Project Finance e Parceria Público-Privada: Uma Aplicação em Concessões Rodoviárias**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [11] BONOMI, C.A.; MALVESSI, O. **Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudos de Casos**. RJ: Editora Atlas, 2008.
- [12] BORGES, L.X.F. **Aplicabilidade das Técnicas de Project Finance para Financiamento da Infraestrutura no Brasil. Caso da Implantação da Telefonia Celular Banda B de 1997 a 2001**. Rio de Janeiro, 2005, Tese (Doutorado em Engenharia), Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [13] BORGES, L.F.X. **Project Finance e infraestrutura: descrição e críticas**. *Revista do BNDES*, v. 5, n. 9, junho, 1998.
- [14] BORGES, L.F.X.; FARIA, V.C.S. **Project Finance: Considerações sobre a Aplicação em Infra-estrutura no Brasil**. *Revista do BNDES*, v.9, n.18, p. 241-280, dez. 2002.
- [15] BRASIL, A.L. **Contratos de EPC**. Rio de Janeiro, 2011. 80 p. Monografia (Especialização em Direito) – Departamento de Direito, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- [16] BRANDÃO, L.E.T. **Análise de projetos e avaliação de empresas**. Apostila de aula ADM1381 IAG-PUC Rio. 2009. Recuperado de <http://www.iag.puc-rio.br/~brandao/ADM1381/Apostila%20Brandao%20ADM%201381%20009.1.pdf> em jan. 2015.
- [17] BRANDÃO, L.E.T. **MBA Decisão Financeira em Condição de Risco: Estudos de Caso**. Rio de Janeiro, 2005. Recuperado de www.iag.puc-rio.br/~brandao/.../Abertura%20E1%202005.ppt Acesso em
- [18] BRUNER, R.; EADES, K.; HARRIS, R.; HIGGINS, R. **Best Practices in Estimating the Cost of Capital: Survey and Synthesis**. *Journal of Financial Practice and Education*. Primavera, 1998.
- [19] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Informações ao Mercado**. São Paulo, fev. 2015. Recuperado em 10 mar., 2015, de http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?showFlag=F&_afzLoop=1712035551468747#%40%3F_afzLoop%3D1712035551468747%26showFlag%3DF%26_adf.ctrl-state%3D1bavxrbxan_22
- [20] Canal Energia. **Monitor Energia**. Rio de Janeiro, 2015. Recuperado em 04 abr., 2015, de <http://www.canalenergia.com.br/Monitor/IndiceseIndicadores.aspx?TId=4>.

- [21] CERBASI, G.P. **Metodologias para determinação do valor das empresas: uma aplicação no setor de geração de energia elétrica**. 2003. Dissertação (Mestrado em Administração) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo.
- [22] CHAGAS, E.B. **Project Finance no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso da Usina Hidrelétrica de Barra Grande**. Rio de Janeiro, 2006, 139 p. Dissertação (Mestrado em Administração) - Departamento de Administração da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- [23] COPELAND, T. E.; MURRIN, J.; KOLLER, T. (2002). **Avaliação de empresas – valuation: calculando e gerenciando o valor das empresas**. 3 ed. São Paulo: Pearson Makron Books.
- [24] COSTA, A. L. B. **A utilização do Project Finance como Instrumento de Financiamento no Setor de Infraestrutura no Brasil no período de 1999 a 2009**. Rio de Janeiro, 2010, 122 p. Dissertação (Mestrado em Administração), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [25] CUNHA, M.; MARTINS, E.; NETO, A. **Avaliação de empresas no Brasil pelo fluxo de caixa descontado: evidências empíricas sob o ponto de vista dos direcionadores de valor nas ofertas públicas de aquisição de ações**. *Revista de Administração*, São Paulo, v.49, n.2, p.251-266, abr./maio/jun. 2014.
- [26] DAMODARAN, A. **Avaliação de empresas**. 2 ed. São Paulo: Prentice Hall, 2007.
- [27] DAMODARAN, A. **Finanças Corporativas: Teoria e Prática**. 2 ed. São Paulo: Bookman Companhia, 2004.
- [28] EHRHARDT, M.; BRIGHAM, E. **Administração Financeira**. 2 ed. São Paulo: Cengage Learning, 2012.
- [29] ELLISON, R. **Título híbrido combina equity e dívida e confere flexibilidade ao emissor**. *Revista Capital Aberto*. ano 6, n.67, p. 58-59, mar/2009.
- [30] Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, fev. 2015. Recuperado em de <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>
- [31] Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2014: Ano base 2013**, Rio de Janeiro, 2014. Recuperado em 21 jan., 2015, de <https://ben.epe.gov.br/default.aspx>.

- [32] Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo anual de energia elétrica por classe (nacional) – 1995-2014**. Rio de Janeiro, jul. 2015. Recuperado em: 11 jul., 2015, de <http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Consumonacionaldeenergiael%C3%A9trica%20porclasse%E2%80%931995-2009.aspx>.
- [33] Empresa de Pesquisa Energética. **Custo Marginal de Expansão – CME: Metodologia e Cálculo 2014**. Rio de Janeiro, mar. 2014. Recuperado em 28 mar., 2015 de http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-052-2014_RN.pdf.
- [34] Empresa de Pesquisa Energética. **Custo Marginal de Expansão – CME: Metodologia e Cálculo 2014 – Revisão 1**. Rio de Janeiro, jun. 2014. Recuperado em 28 mar., 2015 de <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-052-2014-r1.pdf>.
- [35] Empresa de Pesquisa Energética. **Custo Marginal de Expansão – CME: Metodologia e Cálculo 2015**. Rio de Janeiro, mar. 2015. Recuperado em 28 mar., 2015 de <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-043-2015-20150302.pdf>.
- [36] Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica DEA 03/15**. Rio de Janeiro, fev. 2015. Recuperado em 28 mar., 2015 de <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/DEA%2003-2015-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202015-2024.pdf>.
- [37] Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**, Rio de Janeiro, 2014. Recuperado em 21 jan., 2015, de <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202023.pdf>.
- [38] Empresa de Pesquisa Energética. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**, Rio de Janeiro, jan. 2015. Recuperado em 18 fev., 2015, de <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Resenha%20Mensal%20do%20Mercado%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%20Dezembro%202014.pdf>.
- [39] ENDLER, L. **Avaliação de empresas pelo método de fluxo de caixa descontado e os desvios causados pela utilização de taxas de desconto inadequadas**. *ConTexto*, Porto Alegre, v. 4, n. 6, 1º semestre 2004 E-ISSN 2175-8751.
- [40] FARIA, V. C. S. **O Papel do Project Finance no Financiamento de Projetos de Energia Elétrica: Caso da UHE Cana Brava**. Rio de Janeiro, 2003, 180 p. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresas) - Departamento de Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

- [41] FINNERTY, J. D. **Project Financing: Asset-Based Financial Engineering**. John Wiley & Sons, 2007. 476 p.
- [42] GOMES, L.L.; LUIZ, I.G. **Valor Adicionado aos Consumidores Livres de Energia Elétrica no Brasil por Contratos Flexíveis: Uma Abordagem pela Teoria das Opções**. *Revista Eletrônica de Administração*, v. 15, n. 2, p.1-27, maio/ago. 2009.
- [43] International Energy Agency. **Lessons from liberalised electricity markets**. Paris, 2005. Recuperado em 06 jan., 2015, de https://www.iea.org/country/map_indicators/index.html#
- [44] Investopedia. **Definition of 'Standard & Poor's 500 index - S&P 500' 2015**. Recuperado em 18 fev., 2015, de <http://www.investopedia.com/terms/s/sp500.asp#ixzz3gR92itWq>.
- [45] KOLLER, T.; GOEDHART, M.; WESSELS, D. **Valuation Measuring and Managing the Value of Companies**. 5. ed. New York: McKinsey & Company, 2010.
- [46] MARKOWITZ, H. **Portfolio Selection**. *The Journal of Finance*, v. 7, n. 1, Mar 1952.
- [47] MARTINS, A.S. **Project Finance Aplicado ao Setor de Geração de Energia Elétrica Brasileiro – Fontes Alternativas: Análise dos Riscos e Mitigadores em Projetos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro, 2013, 161 p. Dissertação (Mestrado em Administração), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [48] MELLO, J. C. **Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo**. In: I SINREM – SIMPÓSIO NACIONAL DE REGULAÇÃO, ECONOMIA E MERCADOS DE ENERGIA, 2008, Recife.
- [49] MELLO, J.C. **Desenvolvimento Sustentável do Mercado Livre**, ACL, 2010.
- [50] MOREIRA, H. C. **Project Finance. Principais fundamentos e informações do curso de Project Finance**. *Hautes Études Commerciales (HEC)*, Paris; Fundação Dom Cabral, Belo Horizonte MG, out. 1999.
- [51] MOREIRA, T.; CARNEIRO, M. C. F. **A parceria público-privada na infraestrutura econômica**. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 1, n. 2, p. 27- 46, dez. 1994.
- [52] NETO, A. A. **Os Métodos Quantitativos de Análise de Investimentos**. São Paulo, *Caderno de Estudos FIPECAFI*, n. 06, p. 01-16, out/1992.
- [53] NETO, J. A. S.; MARTINS, H. C. **Finanças Corporativas na Prática: Ferramentas Gerenciais**. Rio de Janeiro: Elsevier; Belo Horizonte: Fundação Dom Cabral, 2011.

- [54] NEVITT, P. FABOZZI, F. **Project Financing**. 7 ed. London: Ed. Euromoney Books, 2000.
- [55] Operador Nacional do Sistema. **Informativo Preliminar Diário da Operação**. Rio de Janeiro, mar. 2015. Recuperado em: 30 mar., 2015, de <http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/>
- [56] PEREIRO, L. E. **The valuation of closely-held companies in Latin America**. *Center for Entrepreneurship & Business Venturing*, Universidad Torcuato Di Tella, Argentina, 2001. Disponível em: <http://www.marcelodelfino.net/files/Pereiro2001.pdf>. Acesso em 10 de janeiro de 2015.
- [57] PILÃO, N. E.; HUMMEL, P.R.V.H. **Matemática Financeira e Engenharia Econômica**. São Paulo: Thomson-Learning, 2006.
- [58] POLLIO, G. **Project Finance and International Energy Development**. *Energy Policy*, v.26, n.9, p.687-697, nov.1998.
- [59] PRANDINI, T. M. **Regulação e Competição no Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo, 2014, 164 p. Dissertação (Mestrado em Ciências), Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo.
- [60] REBELATTO, D. **Projeto de Investimento**. São Paulo: Manole, 2004.
- [61] ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração Financeira: Corporate Finance**. São Paulo: Atlas, 2010. 776 p.
- [62] ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JORDAN, B. D. **Princípios de administração financeira**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2011. 525 p.
- [63] ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JORDAN, B. D.; LAMB, R. **Fundamentos de administração financeira**. 9. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.
- [64] SANTIAGO, M. P. **Project Finance: Análise Comparativa de Financiamento de Projetos**. Belo Horizonte, 2002, 165 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais.
- [65] SECURATO, J. R.; CARRETE, L. S.; SAVOIA, J. R. F. **Uma estimativa do custo de subordinação da dívida financeira estabelecida pela atual lei de falência**. *Revista Contabilidade & Finanças*. v. 15, n. 36. São Paulo, set/dez 2004.
- [66] SHARPE, W. F. **Capital Asset Market Prices: A Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk**. *The Journal of Finance*, v. 19, n. 3, set 1964.

- [67] SHARPE, W. F. **Portfolio Theory and Capital Markets**. New York: McGraw-Hill, 1970.
- [68] SIFFERT FILHO, N. F. et al. **O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de *Project Finance***. *BNDES Setorial*, n.29, p. 3-36, 2009.
- [69] SILVEIRA, H.P.; BARROS, L.A.; FAMA, R. **Conceito de Taxa Livre de Risco e sua Aplicação no Capital Asset Pricing Model - Um Estudo Exploratório para o Mercado Brasileiro**. In: 2º Encontro Brasileiro de Finanças, 2002, Rio de Janeiro. Anais do 2º Encontro Brasileiro de Finanças, 2002.
- [70] SOUZA, A.; CLEMENTE, A. **Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações**. 6 ed. São Paulo: Atlas, 2008.
- [71] STREET, A. **Equivalente certo e medidas de risco em decisões de comercialização de energia elétrica**. Rio de Janeiro, 2008, 174 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Departamento de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- [72] TINSLEY, R. **Advanced Project Financing: Structuring Risk**. First Edition, London: Ed. Euromoney Books, 2000.
- [73] TOLMASQUIM, M.T. **Novo Modelo Do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.