



Universidade de Brasília (UnB)

Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas

Públicas (FACE)

Departamento de Ciências Contábeis e Atuariais (CCA)

Curso de Graduação em Ciências Contábeis

Cecília Alves Carrico

**ANÁLISE DA METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DA TAXA DE
DESCONTO E DE PROJEÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EM
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Brasília - DF

2023

Professora Doutora Márcia Abrahão Moura
Reitora da Universidade de Brasília

Professor Doutor Enrique Huelva Unternbäumen
Vice-Reitor da Universidade de Brasília

Professor Doutor Diêgo Madureira de Oliveira
Decano de Ensino de Graduação

Professor Doutor José Márcio Carvalho
**Diretor da Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas
Públicas**

Professor Doutor Sérgio Ricardo Miranda Nazaré
Chefe do Departamento de Ciências Contábeis e Atuarias

Professora Doutora Fernanda Fernandes Rodrigues
Coordenador de Graduação do curso de Ciências Contábeis - Diurno

Professor Doutor Wagner Rodrigues dos Santos
Coordenador de Graduação do curso de Ciências Contábeis - Noturno

CECÍLIA ALVES CARRICO

**ANÁLISE DA METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DA TAXA DE
DESCONTO E DE PROJEÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EM
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Ciências Contábeis e Atuariais da Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas Públicas como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Ciências Contábeis.

Linha de Pesquisa: Contabilidade e Mercado Financeiro

Área: Finanças

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Ricardo Miranda Nazaré

Brasília - DF

2023

Carrico, Cecilia
CC316a

Análise da metodologia de elaboração da taxa de desconto e de projeção do fluxo de caixa em distribuidoras de energia elétrica / Cecilia Carrico; orientador Sérgio Ricardo Miranda Nazaré. -- Brasília, 2023. 45 p.

Monografia (Graduação - Ciências Contábeis) -- Universidade de Brasília, 2023.

1. Avaliação de empresas. 2. Fluxo de caixa descontado. 3. Setor elétrico no Brasil.
I Nazaré, Sérgio Ricardo Miranda, orient. II. Título.

Cecília Alves Carrico

**ANÁLISE DA METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DA TAXA DE
DESCONTO E DE PROJEÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EM
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Ciências Contábeis e Atuariais da Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas Públicas como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Ciências Contábeis, sob a orientação da Prof. Sérgio Ricardo Miranda Nazaré

Aprovado em _____ de _____ de 2023.

Professor Dr. Sérgio Ricardo Miranda Nazaré
Orientador

Prof. Dr. Paulo César de Melo Mendes
Professor - Examinador

Brasília - DF, fevereiro de 2023

RESUMO

O presente estudo tem o objetivo de analisar, a partir dos laudos de avaliação da CPFL Energia e da Companhia Energética de Brasília – CEB, em que medida houve diferenças na formação da taxa de desconto utilizada para determinação do valor de mercado e na projeção do fluxo de caixa, considerando as boas práticas da bibliografia de referência. Também constitui objetivo deste trabalho realizar uma pesquisa exploratória a fim de identificar os problemas que podem surgir na construção de taxas de desconto. A partir do levantamento de dados e com base na referência bibliográfica, foi selecionado um conjunto de boas práticas para analisar as premissas adotadas para definição da Taxa Livre de Risco, do Prêmio de Risco de Mercado, do Risco país, do Beta e do período de projeção do fluxo de caixa das empresas CEB e CPFL no âmbito de seus respectivos processos de alienação. A análise das premissas adotadas nos laudos de avaliação de CEB Distribuição e da CPFL Energia demonstra divergências em relação às boas práticas selecionadas na bibliografia de referência. As diferenças observadas decorrem da não utilização do T-bond 10 anos para cálculo da taxa livre de risco, do uso de título do Tesouro norte-americano diferente para cálculo da taxa livre de risco e para cálculo do prêmio de risco de mercado e a utilização de perpetuidade para projeção do fluxo de caixa da concessão.

Palavras-chave: Setor elétrico no Brasil, avaliação de empresas, fluxo de caixa descontado.

ABSTRACT

This paper aims to analyze, based on the valuation reports of CPFL Energia and Companhia Energética de Brasília – CEB, to what extent there were differences between the discount rate used to determine the market value and the projection of the cash flow, considering the good practices of bibliography references. It is also the objective of this study to create a research in order to identify the problems that may arise in the construction of discount rates. From the data collection and based on the bibliographic reference, a set of good practices was selected to analyze the assumptions adopted for defining the Risk- Free Rate, the Market Risk Premium, the Country Risk, the Beta and the period of projection of the cash flow of the companies CEB and CPFL within the scope of their respective disposal processes. The analysis of the assumptions adopted in the appraisal reports of CEB Distribuição and CPFL Energia showed divergences in relation to the good practices selected in the reference bibliography. The observed differences stem from the non-use of the 10-year T-bond to calculate the risk-free rate, the use of a different US Treasury bond to calculate the risk-free rate and to calculate the market risk premium, and the use of perpetuity for projecting the cash flow of the concession.

Keywords: Brazilian electricity industry, valuation, discounted cash flow.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Unidades geradoras por tipo de combustível	14
Tabela 2 - Distribuidoras de energia por origem do capital e região	15
Tabela 3 - Boas práticas selecionadas a partir da bibliografia de referência	26
Tabela 4 - Conclusão do valuation da CEB	28
Tabela 5 - Contratos de Concessão de Distribuição.....	29
Tabela 6 - Médias do EMBI ⁺ Brasil.....	32
Tabela 7 - Prêmio pelo risco histórico nos Estados Unidos, 1928 - 2004.....	33
Tabela 8 - Coeficiente beta da CPFL3 (mar./2013-mar./2016).....	35
Tabela 9 – Fluxo de Caixa Descontado da CPFL Energia (R\$ Milhões)	36
Tabela 10 - Quadro comparativo das premissas adotadas nos laudos de avaliação de CEB e CPFL e as boas práticas selecionadas	36

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura societária e composição acionária da CEB	27
Figura 2 - Estrutura societária e composição acionária da CPFL Energia.....	29

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Regressão linear das taxas de retorno mensais da CPFL Energia (CPFE3) e do índice Bovespa (2014-2017)	24
---	----

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

Amazonas Energia - Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Boa Vista Energia - Eletrobras Distribuição Roraima

BP - Balanço de Pagamentos

CAPM - Capital Asset Pricing Model

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDS - Credit Default Swap

CEAL – Companhia Energética de Alagoas

CEB-D – CEB Distribuição S.A.

CELG-D - Companhia de Distribuição do Estado de Goiás

CEPISA - Companhia Energética do Piauí

CERON – Centrais Elétricas de Rondônia

CESP - Companhia Energética de São Paulo

CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco

CNAEE - Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

CVM - Comissão de Valores Mobiliários

DRE - Demonstração de Resultado do Exercício

EBITDA - Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization.

Eletroacre - Companhia de Eletricidade do Acre

EMBI+ Brasil - Emerging Markets Bond Index – Brazil

FCDA - Fluxo de Caixa Disponível do Acionista

FCDE - Fluxo de Caixa Disponível da Empresa

ONS - Operador Nacional do Sistema

OPA - Oferta pública de aquisição de ações

PND - Plano Nacional de Desenvolvimento

SGBP - State Grid Brazil Power Participações S.A.

SGCC - State Grid Corporation of China

SGID - State Grid International Development Limited

SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL

SIN - Sistema Interligado Nacional

WACC - Custo Médio Ponderado de Capital

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	<i>Contextualização.....</i>	11
1.1.1	Desenvolvimento do setor elétrico no Brasil	11
1.1.2	Visão geral do setor elétrico no Brasil	13
1.1.3	Venda de Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil	16
1.2	<i>Problema</i>	17
1.3	<i>Objetivos.....</i>	17
1.4	<i>Justificativas e Contribuições.....</i>	17
2	REVISÃO DA LITERATURA	18
2.1	<i>Metodologias de avaliação de empresas.....</i>	18
2.1.1	Múltiplos.....	18
2.1.2	Fluxo de Caixa Descontado – FDC.....	19
2.2	<i>Taxa de desconto</i>	20
2.2.1	Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	20
2.2.2	Custo de capital de terceiros (Ki).....	21
2.2.3	<i>Capital Asset Pricing Model (CAPM)</i>	21
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	25
4	RESULTADOS	26
4.1	<i>Processo de Venda da CEB Distribuição</i>	26
4.1.1	Histórico	26
4.1.2	Justificativas para a venda.....	27
4.1.3	Valor da venda e taxa de desconto	28
4.2	<i>Processo de venda da CPFL Energia.....</i>	28
4.2.1	Histórico	28
4.2.2	Justificativa para a venda	30
4.2.3	Valor da venda e taxa de desconto	31
4.3	<i>Análise e comparativo dos laudos de avaliação</i>	31
5	CONCLUSÃO.....	37
6	REFERÊNCIAS.....	39

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

1.1.1 Desenvolvimento do setor elétrico no Brasil

As primeiras iniciativas de uso de energia elétrica, no Brasil, ocorreram no final do século XIX no segmento de iluminação pública e transportes. Contudo, segundo Buratini (2004), foi a grande expansão urbana ocorrida em São Paulo e Rio de Janeiro no início do século XX que atraiu investimento estrangeiro para instalar companhias de serviços públicos. O aumento do consumo de energia elétrica no período levou o Governo Federal a aprovar o Decreto nº 5.704, de 10 de dezembro de 1904, que autorizava o Estado a promover, administrativamente ou por concessão, o aproveitamento da força hidráulica para transformação em energia elétrica aplicada a serviços federais. Segundo Gomes *et al.* (2002), esse decreto foi o início da regulamentação federal da indústria de energia elétrica.

Um momento importante no setor elétrico brasileiro foi a aprovação do Código de Águas (1934) e a criação, em 1939, do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE). Segundo Pinto (2013), a principal finalidade desse conselho foi proporcionar uma atuação coordenada do Estado no âmbito da produção hidrelétrica, visto que, até o início da década de 1940, o setor elétrico, no Brasil, era predominantemente composto por empresas privadas estrangeiras concessionárias de serviço público. De acordo com Medeiros (1993, apud BURATINI, 2004, p. 10), algumas localidades no país eram atendidas por pequenos concessionários locais e pelos governos municipais e estaduais em sistemas elétricos isolados.

De acordo com Buratini (2004), a atuação dessas empresas estrangeiras sempre foi questionada pela forma de organização institucional. As críticas decorriam das condições de outorga das concessões, dos aumentos das tarifas, da baixa qualidade do serviço e das elevadas remessas de lucros ao exterior pelas empresas estrangeiras prestadoras de serviço público. Essa crescente insatisfação com as concessionárias estrangeiras levou o Governo Federal e os estados a atuarem no setor elétrico. Buratini (2004), cita como primeira iniciativa a criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), em 1945, pelo Governo Federal para aproveitar o potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso.

Nos anos seguintes, observou-se a convivência do capital público e privado no setor elétrico. Em 1952, houve a criação da CEMIG e, em 1957, da Central Elétrica de Furnas. Diante

dessas experiências, Medeiros (1993, apud BURATINI, 2004, p. 14) afirma que o Estado brasileiro, ao atuar na geração elétrica, influenciou as teses nacionalistas. A atuação das estatais em obras pelo país tornou-se um argumento irrefutável para a viabilidade de substituir as empresas estrangeiras prestadoras de serviço público.

Os anos de 1960 e 1970 foram marcados pelo aprofundamento da estatização e centralização da gestão do setor elétrico no Governo Federal (PINTO, 2013). Em 1962, houve a criação da Eletrobras com o objetivo de promover o planejamento e a expansão do setor e ser um banco setorial. Além da criação dessa estatal, a Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973 (Lei de Itaipu), orientou o setor para a centralização. Destaca-se dois pontos dessa lei: interligação do sistema e obrigatoriedade de compra da energia gerada por Itaipu pelas concessionárias estaduais.

Ao se considerar que, naquele momento, a energia gerada por Itaipu, representava 70% da capacidade instalada no país (BURATINI, 2004), as empresas estaduais de energia tiveram que reanalisar seus planos de expansão, visto que a energia gerada por suas usinas poderia se tornar redundante. Assim, Prado (1996) destaca que, pela primeira vez no setor elétrico, o Governo Federal restringiu os investimentos das concessionárias estaduais.

A crise desse modelo centralizado e estatizado iniciou-se no final da década de 1970 com o aumento do endividamento das empresas do setor e o esgotamento do financiamento estatal para expansão. O endividamento decorreu, segundo Buratini (2004), da redução das receitas tarifárias e das pressões do Governo Federal para que essas estatais captassem empréstimos em moeda estrangeira para viabilizar os projetos do II Plano Nacional de Desenvolvimento (PND)¹ e aumentar o ingresso de divisas como forma de equilibrar o Balanço de Pagamentos (BP).

Lacerda (2018) defende que a deterioração das contas externas brasileiras levou a deterioração das contas internas, o que configurou uma crise fiscal do Estado durante a década de 1980 e metade da década de 1990. Assim, iniciou-se uma reestruturação do Estado brasileiro em decorrência do esgotamento do modelo de substituição de importações e sob influência dos

¹ II Plano Nacional de Desenvolvimento (1975-1979) foi um programa de reformas e metas de investimento iniciado no governo Ernesto Geisel (1974-1980) com o objetivo de manter o crescimento econômico a partir de modificações na estrutura industrial.

ideais do Consenso de Washington (1989)², quais sejam, privatizações de empresas estatais, abertura da economia e desregulamentação de mercados.

Nessa reestruturação do setor elétrico ocorreu maior ênfase no papel do Estado como regulador. Segundo Werner (2019), durante o governo Fernando Henrique Cardoso (1994-2002), foram implementadas reformas neoliberais no setor, como privatizações das empresas distribuidoras, concessões de serviços públicos, fim do monopólio estatal na geração de energia elétrica e implementação de novo marco regulatório com ênfase na concorrência via mercado.

Assim, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, iniciaram um novo modelo no setor elétrico com maior participação estatal e novas formas de organização das empresas. Pinto (2013) afirma que esse novo modelo incentivou a desverticalização das empresas do setor. No modelo vertical, que predominou na maioria dos países segundo o autor, a mesma empresa poderia atuar na geração, na transmissão e na distribuição de energia elétrica.

Observa-se que, na história do setor elétrico, a participação do setor público e privado ocorreu de forma pendular. Em alguns momentos observa-se uma predominância do setor privado e em outros, do setor público. Segundo Muller (2021), em 2016, inicia-se mais um momento de ênfase no setor privado com a retomada da privatização das distribuidoras de energia elétrica.

1.1.2 Visão geral do setor elétrico no Brasil

A indústria de energia elétrica é um sistema composto por unidades geradoras e por linhas de transmissão e de distribuição interconectados em constante equilíbrio entre oferta e demanda, visto que as características físicas do bem comercializado (energia elétrica) não permitem a estocagem (PINTO JUNIOR *et al*, 2007). Esse sistema, no Brasil, consiste em grandes usinas geradoras instaladas, majoritariamente, em locais distantes dos maiores centros urbanos como, por exemplo, a usina de Belo Monte e de Tucuruí. A energia gerada nas usinas é transportada aos centros urbanos por extensas linhas de transmissão. Ao chegar nos centros de consumo, a energia é transportada aos pequenos clientes de varejo por redes de distribuição.

² Consenso de Washington: expressão cunhada pelo economista norte-americano John Williamson. Trata-se de um decálogo de medidas liberalizantes e de ajustes sugerido para reformas nos países em desenvolvimento, concebido no âmbito de organizações sediadas ou vinculadas a Washington, como o FMI e o Banco Mundial.

Devido ao alto valor de investimento e complexidade da estrutura física, os setores de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais (CORREIA, 2020). Greer (2021) afirma que esse tipo de monopólio surge quando há custos fixos altos específicos do ativo e majoritariamente irrecuperáveis.

De Araújo (2005) afirma que a falha de mercado predominante, no setor elétrico, é a existência de economia de escala, o que configura o setor como monopólio natural. A falha de mercado ocorre quando não há o “atendimento de uma das premissas do modelo de mercado perfeitamente competitivo, que tem por consequência uma alocação ineficiente de recursos pelo mercado livre” (RESENDE, 2012, p. 69). Assim, conforme defendido por Resende (2012), a presença de falhas de mercado justifica a intervenção alocativa do Estado com o objetivo de corrigir a alocação de recursos na economia.

A partir da necessidade de intervenção do Estado no monopólio natural, os agentes da indústria do setor elétrico recebem uma concessão para atuar nos segmentos de geração, transmissão e distribuição e podem atuar como autoprodutores, produtores independentes, comercializadores ou consumidores livres (PINTO JUNIOR et al, 2007). As concessões de geração de energia elétrica são outorgadas pela ANEEL mediante procedimento licitatório pelo prazo de até 35 anos e são regidas pelas Leis nº 8.987/95 e nº 9.074/95.

A energia, no Brasil, é gerada majoritariamente por usinas hidrelétricas, porém há uma grande quantidade de unidades geradoras pulverizadas pelo país que utilizam outras fontes de combustíveis, conforme dados da tabela abaixo.

Tabela 1- Unidades geradoras por tipo de combustível

Origem do combustível	Soma de Potência Outorgada (kW)	Quantidade de empreendimentos
Biomassa	19.338.509,45	678
Eólica	42.218.788,86	1356
Fóssil	36.641.891,96	2455
Hídrica	111.547.882,60	1475
Nuclear	3.340.000,00	3
Solar	85.114.181,52	18183
Total Geral	298.201.254,40	24150

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis no SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL.

O serviço público brasileiro de transmissão de energia elétrica é uma concessão precedida de licitação, sendo contratada por até 30 anos. Segundo Pinto (2013), as empresas que assinam contratos de concessão com o ONS permitem o controle da operação de suas redes

em troca do pagamento da disponibilidade da linha. Ou seja, a remuneração não é pela quantidade de energia oferecida pela rede e, sim, pela disponibilidade do equipamento.

Conforme previsto na Lei nº 9.648/1998, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse sistema entrou em operação em 1999 e consiste em um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários.

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, por sua vez, define que distribuidor é o agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica. Conforme a Lei nº 8.987/1995, a permissão de serviço público é uma delegação a título precário, mediante licitação, feita pelo poder concedente a pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco. A concessão também é realizada mediante licitação, contudo, não há precariedade e é celebrada apenas com empresas ou consórcio de empresas (MUKAI, 1998). Conforme banco de dados da ANEEL, o Brasil conta atualmente com 52 concessionários, 52 permissionários e 1 designada³.

Tabela 2 - Distribuidoras de energia por origem do capital e região

Origem do Capital	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	Total geral
Estatal			1	2	5	8
Permissionária		1		15	36	52
Privado	5	11	6	13	10	45
Total Geral	5	12	7	30	51	105

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Mapa das Distribuidoras da ANEEL e da ABRADDEE (2023).

A comercialização de energia elétrica no Brasil, a partir do Decreto nº 5.163/2004, ocorre entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no Sistema Interligado Nacional. A comercialização acontece em duas esferas: no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No primeiro caso, a compra e a venda são feitas por contratos bilaterais livremente negociados de acordo com regras específicas. No segundo caso, o processo é feito entre agentes vendedores e agentes de distribuição precedida de

³ Conforme o parágrafo único do art. 39 da Resolução Normativa nº 1.003/2022, a distribuidora designada é aquele órgão/entidade responsável, por decisão do Poder Concedente, pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em razão da não prorrogação de determinada concessão.

licitação. As duas formas de contratação são operacionalizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

1.1.3 Venda de Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil

A partir da década de 1990, houve uma reestruturação do setor elétrico no Brasil. Buratini (2021) afirma que essa reestruturação é decorrência da impossibilidade de as empresas estatais sustentarem os investimentos necessários à expansão do sistema elétrico diante da crise fiscal que vinha desde a década de 1980 e da tendência de crescimento do consumo. Outra importante medida para o setor foi a desverticalização do sistema, que permitiu que houvesse distribuidoras com origem de capital público (federal, estadual e municipal) e privado.

Leal (1998, apud MULLER, 2021) argumenta que a privatização do setor elétrico foi estrategicamente iniciada pela distribuição, visto que a saúde financeira desse segmento, ou seja, da ponta da cadeia era importante para todo o mercado de energia. Na primeira etapa da privatização das distribuidoras (1995-2000), ainda não havia um marco regulatório definido e estruturado (MULLER, 2021). As regras regulatórias eram definidas no contrato de concessão entre os agentes público e privado, conforme regras genéricas.

Em 2016, inicia-se mais um ciclo de privatizações no segmento de distribuição. No âmbito do Governo Federal, Muller (2021) afirma que o objetivo era repassar ao setor privado as empresas de distribuição ainda controladas pela Eletrobras (CELG-D, CERON, CEPISA, CEAL, Eletroacre, Boa Vista Energia, Amazonas Energia). A justificativa para a operação era a crescente necessidade de investimentos nessas distribuidoras e a intensão do controlador da Eletrobras de focar seus investimentos apenas nas áreas de geração e transmissão.

No âmbito desse novo ciclo de privatização, em 2019, a CEB Distribuidora foi vendida para a Bahia Geração de Energia, empresa do grupo Neoenergia. No caso da CPFL Energia, 10 anos após os fundos de pensão Petros, Sabesp, Funcesp, Sistel e Previ e a empresa Camargo Corrêa adquirirem a empresa no processo de privatização em 1997, esse grupo vendeu o controle acionário para o grupo State Grid.

Em ambos os casos de alienação citados no parágrafo anterior, o processo de venda incluiu a elaboração de um laudo de avaliação do valor de mercado dos ativos alienados. Assim, esse trabalho é um estudo de caso sobre a construção da taxa de desconto utilizada nos laudos

de avaliação da privatização da CEB Distribuidora e na alienação direta de controle da CPFL Energia.

1.2 Problema

Há diferenças nas premissas adotadas na metodologia de elaboração da taxa de desconto e de projeção do fluxo de caixa da CEB Distribuidora e da CPFL Energia?

1.3 Objetivos

Essa pesquisa tem o objetivo de analisar, a partir dos laudos de avaliação da CPFL Energia e da Companhia Energética de Brasília – CEB, em que medida houve diferenças na formação da taxa de desconto utilizada para determinação do valor de mercado e na projeção do fluxo de caixa, considerando as boas práticas da bibliografia de referência.

1.4 Justificativas e Contribuições

As metodologias de avaliação de empresas são técnicas utilizadas para determinar o *fair value*, ou seja, o valor de mercado dos ativos. O valor da empresa é composto por aquilo que ela é “capaz produzir de retorno nas condições atuais mais as expectativas futuras de geração de benefício líquidos incrementais de caixa” (NETO, 2021, p. 209).

Conhecer os elementos componentes da taxa de desconto é fundamental para compreender se o valor calculado da empresa expressa o seu valor de mercado. Na metodologia de Fluxo de Caixa Descontado, o valor da empresa (V_0), tanto na abordagem do Fluxo de Caixa Disponível da Empresa (FCDE) quanto do Fluxo de Caixa Disponível do Acionista (FCDA), é inversamente proporcional á taxa de desconto utilizada.

A determinação do *fair value* torna-se também importante diante do histórico de convivência entre capital público e privado no setor elétrico. Ao longo de século XX, por exemplo, Muller (2021) afirma que, no período de formação do setor elétrico (1880-1930), as empresas privadas estrangeiras controlavam o setor. A crise desse modelo levou à entrada gradual do Estado que culminou com a adoção do modelo estatal a partir de 1963 (MULLER, 2021). Novamente uma crise do modelo, nesse caso o modelo estatal, gera uma reestruturação do setor para um modelo híbrido, em 1993.

Atualmente as distribuidoras controladas por estados e municípios correspondem a 8% das empresas do setor. Os permissionários, que podem ser pessoas físicas ou jurídicas com delegação precária para o fornecimento do serviço, respondem por 43% do segmento, conforme dados do **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Espera-se, dessa forma, que a análise feita neste trabalho possa servir como base para futuros processos de venda de outras distribuidoras de energia ou de alienação direta de controle.

O trabalho inicia-se com a revisão das metodologias de avaliação de empresas utilizadas nos laudos de avaliação da CEB e da CPFL: múltiplos e fluxo de caixa descontado. A seguir é feito um breve resumo sobre a forma de cálculo do Fluxo de Caixa Disponível da Empresa (FCDE) e do Fluxo de Caixa Disponível do Acionista (FCDA). Há, ainda, uma revisão da literatura sobre a utilização do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) e do modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Metodologias de avaliação de empresas

Damodaran (2007) afirma que o problema na avaliação de empresas não é a falta de modelos, mas o excesso deles e escolha do modelo é crucial para alcançar o *fair value*. Este autor enumera quatro abordagens de avaliação que estimam o valor dos ativos: modelos de fluxo de caixa descontado, avaliação relativa (múltiplos), avaliação baseada em ativos (liquidação e substituição) e modelos de direitos contingentes. Este estudo irá aprofundar nos modelos de avaliação relativa e fluxo de caixa descontado, visto que esses foram os modelos utilizados nos laudos de avaliação da CEB e da CPFL.

2.1.1 Múltiplos

A metodologia de avaliação por múltiplos oferece projeções com base em comparações relativas (DAMODARAN, 2007). Observa-se uma série de indicadores de um setor específico do mercado e faz-se uma comparação entre a empresa que se deseja avaliar e seus principais concorrentes. Assim, o valor do ativo é determinado pelo valor que o mercado paga por ativos semelhantes.

O principal indicador de valor referencial utilizado pelo mercado é o EBITDA que demonstra o lucro que a empresa tem antes das despesas financeiras, depreciações e amortizações (MARTELANC, 2005). Conforme pesquisa realizada por Martelanc (2005), os

critérios mais utilizados para seleção de empresas comparáveis são: indústria e área de atuação no Brasil e no exterior, empresas com fundamentos semelhantes e empresas do mesmo porte e tamanho.

Essa metodologia é bastante utilizada, porém, a análise pode apresentar problemas caso as escolhas das empresas comparáveis não sejam adequadas. Segundo Damodaran (2007, p. 172), uma empresa comparável é aquela com “fluxo de caixa, potencial de crescimento e risco similares à empresa avaliada”. Outra fragilidade dessa metodologia é que a avaliação reflete as tendências do mercado (DAMODARAN, 2007). Dessa forma, os valores das empresas comparáveis podem estar super ou subestimado.

2.1.2 Fluxo de Caixa Descontado – FDC

A metodologia do fluxo de caixa descontado é a mais utilizada no mercado devido ao maior rigor técnico e conceitual (NETO, 2021). Essa metodologia fundamenta-se no conceito de que o valor de um ativo é determinado pela sua capacidade de gerar caixa ao longo do tempo. Para definir o valor presente desses benefícios futuros esperados do ativo utiliza-se uma taxa de desconto que reflete o custo de oportunidade dos proprietários do capital.

A compreensão dessa metodologia inicia-se pelo conceito de fluxo de caixa descontado, que pode ser definido como o “valor de caixa que uma empresa é capaz de gerar livre das despesas, das necessidades de reinvestimentos e investimento em giro” (NETO, 2021, p. 176). O FDC divide-se em Fluxo de Caixa Disponível da Empresa (FCDE) e Fluxo de Caixa Disponível do Acionista (FCDA).

O FCDE é calculado a partir do resultado operacional líquido com ajustes. Esses ajustes são necessários, visto que não é possível garantir que todos os itens da Demonstração de Resultado do Exercício (DRE) são caixa e que toda a movimentação de caixa passou pela DRE (SERRA, 2019). O FCDA, por sua vez, pode ser calculado a partir do lucro líquido ou do fluxo de caixa operacional. O FCDA é o caixa que a empresa pode distribuir aos seus acionistas e está disponível para pagamento de dividendos ou recompra de ações (NETO, 2021).

É importante que seja definido o período em que a avaliação vai ocorrer a fim de calcular as receitas esperadas. A metodologia de FCD define dois períodos: explícito e contínuo (NETO, 2021). Os fluxos de caixa explícitos são aqueles em que é possível prever, com razoável certeza, as variáveis mais relevantes no comportamento da empresa como, por exemplo, custos e

demanda. O período de previsão explícita deve ser longo o bastante para que a empresa tenha chegado ao estado de estabilidade. Neto (2021) informa que, no Brasil, as avaliações de empresas consideram um período explícito entre 8 e 10 anos. A partir da definição desse período, os fluxos de caixa são descontados individualmente a valor presente pela taxa de custo de capital. Assim, apura-se o valor explícito da empresa.

Ao final do período explícito inicia-se o período contínuo ou da perpetuidade. O valor da empresa na perpetuidade é calculado conforme o tipo de crescimento do fluxo de caixa. Para fluxos de caixa constantes, calcula-se a perpetuidade pela fórmula (1).

$$PV = \frac{\textit{Free Cash Flow}}{\textit{Taxa de desconto}} \quad (1)$$

Para fluxos de caixa crescentes a uma taxa “g”, Neto (2021) calcula-se a perpetuidade pela fórmula (2).

$$PV = \frac{\textit{Free Cash Flow}}{\textit{Taxa de desconto} - g} \quad (2)$$

Onde:

g = crescimento na perpetuidade

Ressalta-se a importância do valor implícito da empresa, visto que esse “representa, em média, mais de 50% do valor total da empresa” (NETO, 2021, p. 310).

2.2 Taxa de desconto

Damodaran (2011) define a taxa de desconto como a composição do retorno real esperado, inflação esperada e um prêmio pela incerteza associada ao fluxo de caixa. Neto afirma que as “expressões custo de capital, taxa de desconto, taxa mínima de atratividade ou taxa requerida de retorno são utilizadas como sinônimos” (2021, p. 55), pois significam o retorno mínimo que remunera o risco do investimento.

2.2.1 Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

O Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) é definido por Neto como uma “taxa mínima de atratividade dos proprietários de capital (credores e acionistas) nas decisões financeiras” (2021, p. 95). O investidor busca um retorno mínimo que remunere o custo de

oportunidade dos recursos aplicados em uma empresa. O custo de oportunidade, conforme definido por Neto, “é uma comparação de alternativas financeiras de riscos próximos: quanto um investidor deixou de ganhar por ter aplicado seu capital em uma empresa em vez de outra, ambas admitidas com risco semelhante” (2021, p. 95).

Na abordagem do FCDE, remunera-se o capital de terceiros (dívidas) e o capital próprio (acionistas). Assim, a taxa de desconto utilizada, necessariamente, refletirá o custo de capital de terceiros e o custo de capital próprio. O custo médio ponderado de capital (WACC) pode ser definido também a partir da seguinte equação (3).

$$WACC = \left(Ke \times \frac{P}{P+PL} \right) + \left\{ Ki \times (1 - IR) \times \frac{P}{P+PL} \right\} (3)$$

Onde:

Ke = custo de oportunidade do capital próprio

Ki = custo explícito de capital de terceiros (dívidas onerosas)

IR = alíquota de imposto de renda

P = capital oneroso de terceiros (passivos com juros) a valor de mercado

PL = capital próprio a valor de mercado

P+PL = total do capital investido na empresa a valor de mercado

Ressalta-se que, apesar de ter o nome de custo, Fernandez (2019) afirma que o WACC não é um custo nem um retorno exigido e, sim, uma média ponderada de um custo e de um retorno exigido.

2.2.2 Custo de capital de terceiros (Ki)

O custo de capital de terceiros pode ser também definido como o custo da dívida, pois “equivale ao custo atual que uma empresa incorre ao obter empréstimos e financiamentos no mercado” (NETO, 2021, p. 55). Trata-se de um custo explícito calculado pela taxa interna de retorno, ou seja, a taxa de desconto que iguala entradas e saídas de caixa em um determinado momento (NETO, 2021).

2.2.3 *Capital Asset Pricing Model* (CAPM)

O CAPM presume que os investidores utilizam a diversificação para otimizar a eficiência de suas carteiras e por esse motivo o retorno esperado de um ativo não deve remunerar os riscos que podem ser diversificados (FAMA, 2003). O modelo considera que o

risco sistemático ao qual uma empresa está exposta deve ser estimado em relação a uma carteira ampla de mercado.

A definição desse risco é indicada pelo coeficiente beta, que mede “risco de uma empresa em relação ao risco sistemático (não diversificável) de mercado” (NETO, 2021, p. 74). Em outras palavras, esse coeficiente mede o grau de sensibilidade de um ativo a uma carteira de mercado. A fórmula (4) representa algebricamente o CAPM.

$$Ke = Rf + \beta(Rm - Rf) \quad (4)$$

Onde:

Ke = Retorno esperado (custo de capital próprio)

Rf = Taxa Livre de Risco

β = Coeficiente de risco sistemático (Beta)

Rm = Retorno esperado da carteira de mercado

Em teoria, o coeficiente beta deve capturar todo o risco sistêmico de mercado. No entanto, no mercado brasileiro, Neto (2021) elenca quatro variáveis que limitam o cálculo do CAPM.

- forte concentração de capital;
- forte predomínio de ações preferenciais nas negociações em bolsa de valores;
- poucas companhias abertas negociadas em bolsa não expressam representatividade desejada do mercado;
- elevada volatilidade das taxas de juros e dos rendimentos anuais da carteira de mercado.

Assim, a fórmula do CAPM para o mercado emergente deve considerar um *spread* pelo risco de *default* da economia emergente, ou seja, o prêmio pelo risco país. A partir dessa realidade, obtém-se a fórmula (5) do CAPM:

$$Ke = Rf + \beta(Rm - Rf) + Rp \quad (5)$$

Onde:

Ke = Retorno esperado (custo de capital próprio)

Rf = Taxa Livre de Risco

β = Coeficiente de risco sistemático (Beta)

Rm = Retorno esperado da carteira de mercado

Rp = Risco País

2.2.3.1 Taxa livre de risco (Rf)

Os títulos livres de risco, em teoria, são aqueles que tem “probabilidade zero de *default* e que garantem que o reinvestimento dos juros e das amortizações pagos antes da data de vencimento seja feita ao mesmo retorno” (SERRA, 2019, p. 55). Assim, os títulos que mais se aproximam dessas características são os títulos do governo norte-americano de longo prazo (acima de 10 anos). Ao se utilizar esses títulos, o custo do capital próprio será calculado em dólar americano caso não tenha conversão. Também é possível utilizar os títulos públicos do Tesouro brasileiro com prazo de 10 anos (NETO, 2021).

2.2.3.2 Risco país (Rp)

Serra (2021) afirma que o parâmetro mais utilizado para cálculo do Risco-Brasil é o *spread* entre o retorno até o vencimento de um título emitido pelo governo brasileiro e um título emitido pelo governo norte-americano. O título brasileiro escolhido deve ter boa liquidez para que seu preço seja representativo e deve ter prazo médio similar ao título norte-americano utilizado na comparação.

O índice EMBI⁺ Brasil calculado pelo JP Morgan Chase calcula o *spread* mencionado, porém considera na análise uma cesta de títulos do Tesouro brasileiro. Ressalta-se que essa medida de risco não abarca todos os riscos de investimento direto no Brasil, pois se trata de um risco de *default* do país e não da empresa.

2.2.3.3 Prêmio de risco de mercado (Rm)

O prêmio de risco de mercado representa o ágio entre o retorno da carteira de mercado e a taxa livre de risco ($R_m - R_f$). O cálculo do retorno da carteira de mercado pode ser feito por dados históricos ou por estimativas de comportamento futuro. Para Damodaran (2020) existe três abordagens para estimar o prêmio de risco do mercado. A primeira forma seria realizar uma pesquisa com os investidores para determinar suas expectativas sobre o retorno futuro. A segunda seria obter o prêmio a partir de seu histórico. A terceira maneira é o prêmio implícito com base nos preços negociados atualmente.

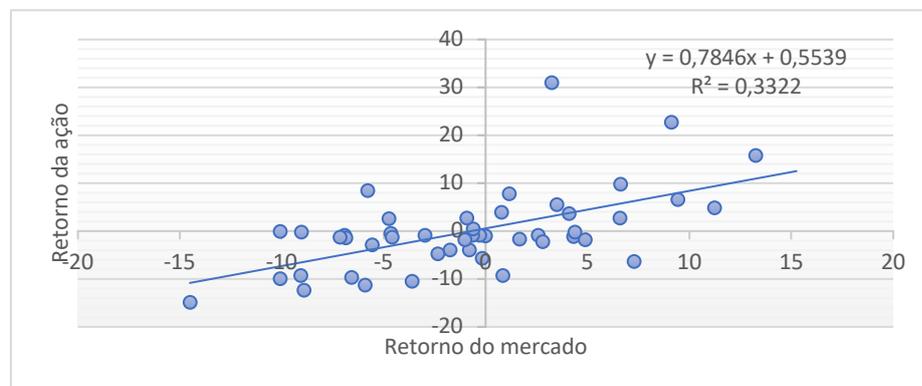
2.2.3.4 Estimativa de risco sistêmica (Beta)

A definição do coeficiente beta é precedida pela discussão sobre volatilidade e risco do mercado. Segundo Womack e Zhang (2003), a volatilidade ao qual uma carteira está exposta por ser reduzida pela diversificação e, assim, os investidores não podem ser compensados por essa volatilidade. Os autores então definem essa volatilidade como o risco não sistemático, que não varia com o mercado. A lógica desse argumento e do modelo do CAPM que é, ao se admitir que os acionistas são investidores diversificados, esses convivem apenas com o risco sistêmico e, logo, devem ser remunerados por esse risco.

O coeficiente beta, então, foi concebido como uma medida de risco de uma empresa em relação ao risco sistemático do mercado (NETO, 2021). Esse coeficiente, para empresas com ações em bolsa, pode ser medido pela inclinação da reta de regressão linear do retorno da ação da empresa com o retorno do mercado (Gráfico 1) ou pela fórmula (6):

$$\beta = \frac{\text{Covariância retorno da ação}}{\text{Variância retorno de mercado}} \quad (6)$$

Gráfico 1 - Regressão linear das taxas de retorno mensais da CPFL Energia (CPFE3) e do índice Bovespa (2014-2017)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Yahoo Finanças.

Neto (2021) afirma que o beta calculado pela reta de regressão linear representa o risco econômico e financeiro, também chamado de beta total ou beta alavancado. Para se conhecer apenas o risco do negócio (risco econômico) é necessário desalavancar o beta. Hamada (1969) sugere a fórmula (7) para cálculo do beta alavancado e desalavancado:

$$\beta = \beta_{TOT} = \beta_u \times \left\{ 1 + \frac{P}{PL} \times (1 - IR) \right\} \quad (7)$$

Onde:

$\beta = \beta_{TOT}$ = beta total ou beta alavancado

β_u = beta desalavancado

P/PL = relação entre passivo oneroso e patrimônio líquido

IR = alíquota de IR da empresa

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este trabalho trata-se de um estudo de caso sobre a construção da taxa de desconto utilizada para determinação do valor mínimo de alienação das empresas CEB e CPFL. De acordo com Gil (2002, p. 54), o estudo de caso é “um estudo profundo e exaustivo de um ou poucos objetos, de maneira que permita seu amplo e detalhado conhecimento”.

Também constitui objetivo deste trabalho realizar uma pesquisa exploratória com o objetivo de expor os problemas que podem surgir na construção de taxas de desconto. De acordo Gil (2002), a pesquisa exploratória tem o objetivo de promover familiaridade com o problema abordado para torná-lo mais explícito.

Segundo Lakatos (2021), o levantamento de dados é o primeiro passo da pesquisa científica e pode ser feito pela pesquisa documental e bibliográfica. Dessa forma, esse estudo de caso iniciou-se com o levantamento de dados sobre o tema avaliação de empresas. Foi realizada uma pesquisa documental no site da Comissão de Valores Mobiliários – CVM⁴ e no site do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES⁵ para obter os laudos de avaliação da CEB e CPFL bem como os documentos relacionados (*due diligence*, proposta de modelagem, dentre outros).

Em seguida, foi realizada uma pesquisa bibliográfica para levantamento de livros de referência e de artigos que tratam do tema avaliação de empresas e concessões públicas. A pesquisa bibliográfica foi feita no acervo físico e virtual da Biblioteca Central da Universidade de Brasília – BCE, no portal de periódicos da CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e da *Social Science Research Network* – SSRN e no repositório institucional da Universidade de Brasília – UnB.

A partir do levantamento de dados e com base na referência bibliográfica, foi selecionado um conjunto de boas práticas para analisar as premissas adotadas para definição da

⁴ <https://sistemas.cvm.gov.br/?opa>

⁵ <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/desestatizacao>

Taxa Livre de Risco, do Prêmio de Risco de Mercado, do Risco país, do Beta e do período de projeção do fluxo de caixa das empresas CEB e CPFL no âmbito de seus respectivos processos de alienação.

Tabela 3 - Boas práticas selecionadas a partir da bibliografia de referência

Indicador	Boas práticas selecionadas
Taxa livre de risco	Utilização de T-Bond 10 anos com taxa corrente ou até 12 meses.
Risco país	Utilizado o índice do J.P.Morgan EMBI + ou o Credit Default Swaps – CDS com critério temporal igual ao utilizado na taxa livre de risco e critério temporal inferior a 12 meses.
Prêmio de risco de mercado	Média geométrica do retorno excedente do S&P500 ao T-Bond americano de 10 anos, para o período de 1928 até a data atual.
Coefficiente Beta	Índice global ou local com histórico de até 3 anos com periodicidade diária exceto para ações ilíquidas. Para empresas não listadas ou com ações ilíquidas, utilizar a mediana de empresas do setor com beta realavancado, conforme a estrutura de capital e alíquota de imposto da empresa avaliada.
Período de projeção	Período explícito, com prazo idêntico ao da concessão.

Fonte: elaboração própria.

4 RESULTADOS

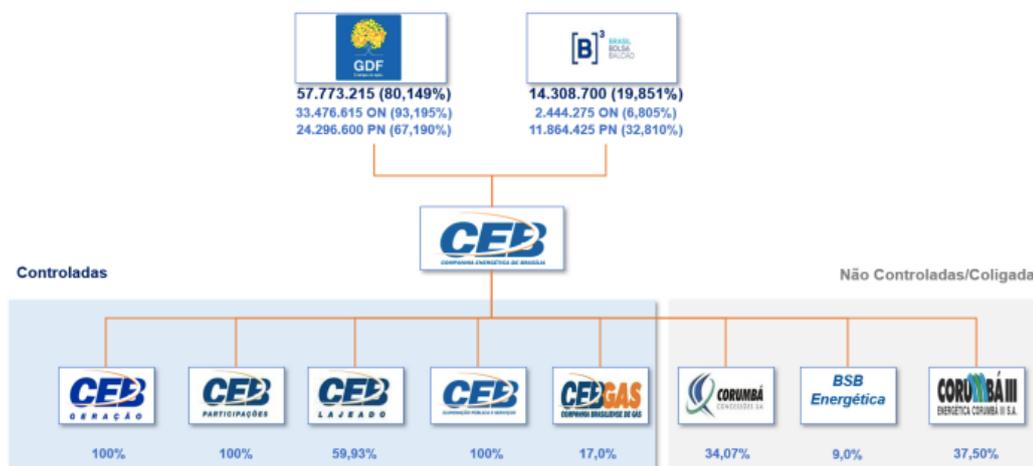
4.1 Processo de Venda da CEB Distribuição

4.1.1 Histórico

A CEB Distribuição S.A. (CEB-D) é uma sociedade por ações de economia mista de capital fechado controlada pela Companhia Energética de Brasília (CEB), *holding* de capital aberto, controlada pelo Governo do Distrito Federal, que atua no setor de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica. A área de concessão abrange o Distrito Federal com uma população de aproximadamente 3 milhões de pessoas.

Em dezembro de 2015, o quarto termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 66/1999-ANEEL prorrogou a concessão da distribuição de energia no Distrito Federal para a CEB até julho de 2045.

Figura 1 - Estrutura societária e composição acionária da CEB



Fonte: CEB.

4.1.2 Justificativas para a venda

O Decreto nº 8.461/2015 regulamentou o art. 7º da Lei nº 12.783/2013 que trata sobre os critérios necessários para prorrogação de contratos de concessão, que compreendem eficiência em relação ao serviço prestado, eficiência com relação à gestão econômico-financeira, racionalidade operacional e econômica e modicidade tarifária.

Assim, foram estabelecidos indicadores e metas de sustentabilidade econômico-financeira e operacional para cada concessionária, com prazo estimado em cinco anos (2016 a 2020), a serem apuradas por meio de dados contábeis, financeiros e operacionais das empresas. O descumprimento de uma das condições por dois anos consecutivos ou de quaisquer delas ao final do período de 5 anos (2020) é uma hipótese de extinção do contrato de concessão.

Diante do elevado endividamento, os prejuízos acumulados e as condições financeiras restritivas para efetuar os investimentos na expansão da rede e na melhoria da qualidade dos serviços, a CEB teve dificuldades para cumprir as metas regulatórias, o que elevou o risco de caducidade da concessão ao final de 2020.

Assim, a Assembleia de Acionistas da CEB Holding, em junho de 2019, autorizou a elaboração de estudos e modelagem para alienação do controle acionário da CEB-D, com venda de ações do controlador. Ressalta-se que a transferência de controle societário é condição que suspende o processo de extinção da concessão, conforme os parâmetros do Decreto nº 8.461/2015.

4.1.3 Valor da venda e taxa de desconto

Em 13/08/2019 o BNDES foi contratado pela CEB para a estruturação de projeto de desestatização. Por meio do Pregão Eletrônico nº 42/2019, foram contratados serviços técnicos especializados necessários à desestatização da CEB-D como, por exemplo, estudos de diagnóstico, avaliação econômico-financeira, modelagem de venda e uma segunda avaliação econômico-financeira.

Foram contratados o Consórcio BR/LMDM (BR PARTNERS Assessoria Financeira e LMDM Consultoria), e o Consórcio Nova CEB (PLURAL S.A. Banco Múltiplo, Almeida, Rotenberg e Boscoli – Sociedade de Advogados e Thymos Energia Engenharia e Consultoria).

O laudo de avaliação da CEB realizou projeção do fluxo de caixa até 2045 (prazo da concessão) e recomendou, conforme a metodologia do fluxo de caixa descontado da firma, o preço mínimo de venda das ações por R\$ 1.501.349.052,78 com taxa de desconto de 8,86%. Observa-se, na tabela abaixo, que foram obtidos três *equity values*, conforme a taxa de desconto

Tabela 4 - Conclusão do valuation da CEB

<i>Valuation CEB - distribuição (r\$ mil)</i>			
Taxa de desconto	8,11%	8,86%	9,61%
Fluxo descontado	2.107.708	1.933.931	1.779.810
Ativo financeiro - ressarcimento	462.843	387.588	324.965
Capital de giro residual	86.458	72.485	60.843
Enterprise value	2.657.009	2.394.004	2.165.618
Saldos contábeis	(51.048)	(51.048)	(51.048)
Ajuste de redução de capital	(27.907)	(27.907)	(27.907)
Empréstimos e financiamentos	(386.544)	(386.544)	(386.544)
ICMS	(427.156)	(427.156)	(427.156)
Equity value	1.764.354	1.501.349	1.272.963

Fonte: Laudo de avaliação realizado por consultores contratados pelo BNDES

No dia 04/12/2020, a Bahia Geração de Energia, empresa do grupo Neoenergia, venceu o leilão de desestatização da CEB Distribuição S.A com oferta de R\$ 2,515 bilhões, 76,63% acima do valor mínimo estipulado pelo edital.

4.2 Processo de venda da CPFL Energia

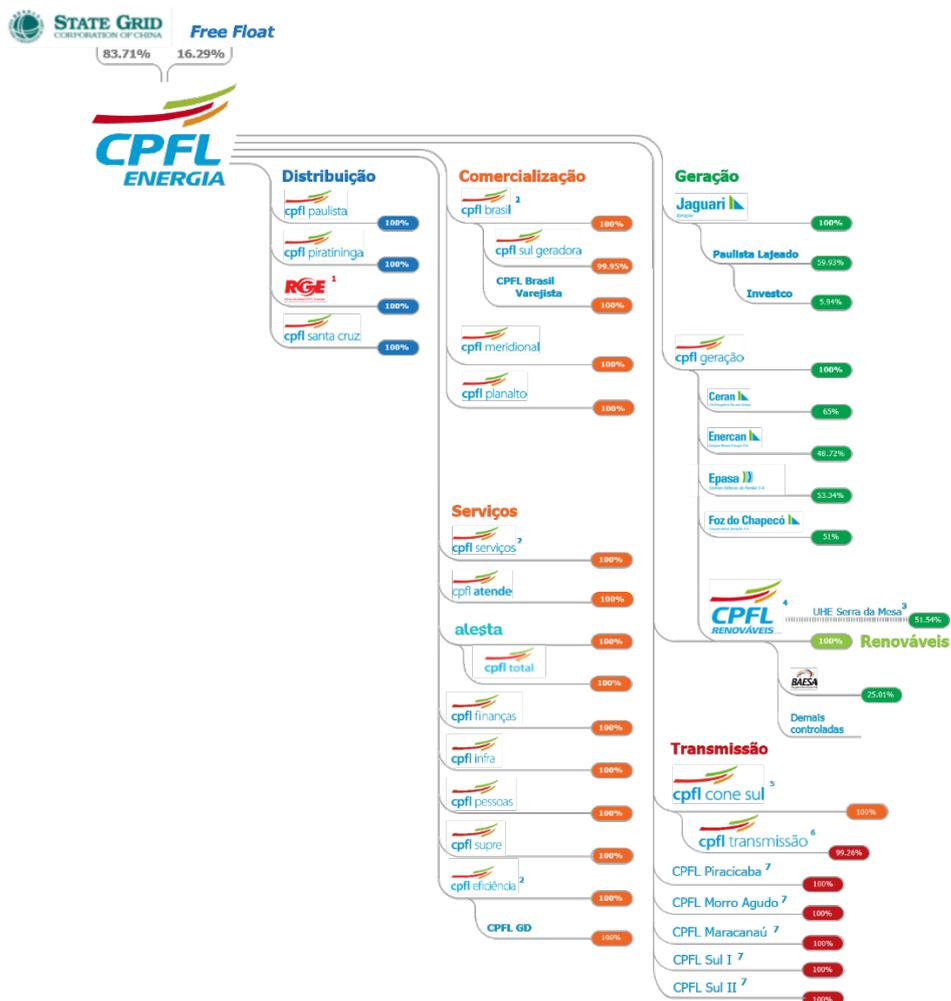
4.2.1 Histórico

A CPFL Energia é uma *holding* que atua nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A State Grid Corporation of China (SGCC) controla a CPFL Energia por meio de suas subsidiárias State Grid International Development,

State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) e ESC Energia S.A.

A State Grid Corporation of China entrou no mercado brasileiro em 2010 e atua em 12 estados. Além disso, atua também em 88% da área territorial da China e de diversos países (CPFL ENERGIA, 2023).

Figura 2 - Estrutura societária e composição acionária da CPFL Energia



Fonte: CPFL

No segmento de distribuição, a holding controla as empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e RGE (Tabela 5), o que abrange uma população de aproximadamente 22 milhões de pessoas em 4 estados (SP, MG, PR e RS).

Tabela 5 - Contratos de Concessão de Distribuição

Empresa	Prazo da concessão	Número do contrato
---------	--------------------	--------------------

CPFL Piratininga	23/10/2028	009/2002
CPFL Santa Cruz	07/07/2045	015/1999 (017/1999)
CPFL Paulista	20/11/2027	014/1997
RGE	06/11/2027	012/1997 (013/1997)

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Mapa das Distribuidoras da ANEEL.

A primeira transferência de controle acionário da CPFL para o setor privado ocorreu em 1997 com a privatização realizada pelo Governo do Estado de São Paulo. Na ocasião, o controle da empresa passou para um grupo composto pela Bonaire Participações (reunia os fundos de pensão Petros, Sabesprev, Funcesp e Sistel), pela VBC Energia (grupo Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa) e pelo Fundos de Pensão dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ). Em 2004, dois anos após a criação da *holding* CPFL Energia, a empresa passou a ofertar ações na Bolsa de Valores de São Paulo e na Bolsa de Valores de Nova Iorque.

No início de 2016, conforme fatos relevantes publicados no site da CPFL, a Camargo Corrêa informa sobre a venda de suas ações ao Grupo State Grid, sendo, posteriormente, acompanhada pelos fundos de pensão acionistas da empresa. Em 2017, a State Grid conclui a compra de 54,64% de participação acionária no Grupo CPFL Energia que pertencia aos fundos de pensão Petros, Sabesprev, Funcesp, Sistel e Previ e à Camargo Corrêa.

Em decorrência da conclusão da compra da participação acionária mencionada acima, a State Grid realizou uma oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia, excluídas as ações ordinárias detidas direta ou indiretamente pela própria empresa, nos termos do artigo 254-A da Lei nº 6.404/1976.

No leilão, realizado em novembro de 2017 na B3, a State Grid adquiriu 88,45% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. Assim, a State Grid passou a deter aproximadamente 94,76% do capital social total da empresa.

4.2.2 Justificativa para a venda

A venda da CPFL se insere num cenário internacional em que a China buscava maior inserção nos mercados globais. A chegada de Xi Jinping à presidência em 2013 inaugura a nova política econômica chinesa chamada de *New Normal*. De acordo com Schutte (2018), no período entre 2005 e 2016, o Brasil foi quarto maior país receptor de investimentos chineses, com US\$ 45,6 bilhões de investimentos.

A Camargo Corrêa, a partir de 2015, realizou desinvestimentos a fim de reduzir seu endividamento e realizar o pagamento de multas decorrentes de acordo de leniência assinado pela empresa com a Controladoria-Geral da União e a Advocacia-Geral da União. No período citado, a empresa também alienou suas participações na Alpargatas e na InterCement.

Após o fechamento do acordo de venda entre Camargo Corrêa e State Grid, outros acionistas do bloco de controle da CPFL Energia exerceram o direito de venda conjunta (*tag along*) previsto no Acordo de Acionistas. Por fim, a State Grid declarou que o objetivo da compra foi a diversificação do portfólio e a utilização da sinergia entre a CPFL e seus ativos de transmissão para fortalecer a posição de liderança no setor elétrico brasileiro.

4.2.3 Valor da venda e taxa de desconto

O laudo de avaliação é o documento no qual se detalha as premissas, metodologias e resultado da avaliação econômico-financeira da empresa. É um documento com valor jurídico e utilizado na realização de uma oferta pública de aquisição de ações (OPA) além de fundamentar a decisão dos acionistas quanto à adesão a uma determinada OPA (NODA, 2018).

O Banco Fator S.A. foi contratado pela State Grid Brazil Power Participações S.A. para elaborar laudo de avaliação referente as ações de emissão da CPFL Energia S.A. em virtude da alienação direta do controle da empresa em decorrência do artigo 254-A da Lei nº 6.404/1976.

Para cálculo do valor da empresa, o avaliador utilizou a perpetuidade embasada na premissa de renovação não-onerosa da concessão. Assim, o fluxo de caixa projetado nas distribuidoras do grupo foi perpetuado à taxa de 5,65% (2,00% real mais inflação) a partir de 2026 com taxa de desconto de 11,14%. A laudo trouxe o valor das ações em R\$ 25.427.000,00.

Em fato relevante publicado em 30/11/2017, a CPFL Energia informou que as ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.309.912.216,46.

4.3 Análise e comparativo dos laudos de avaliação

A análise comparativa dos laudos de avaliação da venda das empresas alvo desse trabalho irá, inicialmente, fazer um levantamento das premissas utilizados para definição da taxa livre de risco, do risco país, do prêmio de risco de mercado, do beta e do período de

projeção utilizado. Após esse levantamento, as premissas adotadas nos laudos de avaliação serão comparadas com as boas práticas selecionadas na bibliografia de referência.

O primeiro item analisado é a taxa livre de risco. Copeland, Koller e Murrin (2006) recomendam utilizar a taxa do T-Bond 10 anos porque é uma taxa de longo prazo que se aproxima da duração do fluxo de caixa das empresas. A segunda vantagem que é o T-Bond 10 anos é menos sensível a mudanças na inflação se comparado ao T-Bond 30 anos, segundo os autores. Diante dessa referência, selecionou-se como boa prática a utilização de T-Bond 10 anos com taxa corrente ou até 12 meses.

O laudo de avaliação da CPFL utilizou a média do retorno dos Títulos do Tesouro Americano, referência 10 anos, nos últimos 12 meses e o laudo da CEB utilizou a média diária dos dois últimos anos dos Títulos de 20 anos. Conforme a boa prática selecionada, observa-se que a avaliação da CEB utilizou um título maior que 10 anos com média de 24 meses, portanto, mais suscetível à inflação.

Na utilização do risco país, Serra (2019) indica utilizar EMBI+ Brasil (*Emerging Markets Bond Index – Brazil*) ou *Credit Default Swap* (CDS). O autor ressalta que é necessário “adotar para o risco país a mesma opção adotada para a taxa livre de risco em termos de utilizar uma taxa spot ou uma média histórica” (SERRA, 2019, p. 56).

Na avaliação da CPFL, o Banco Fator utilizou a média dos últimos 12 meses do EMBI Brasil. Observa-se que foi utilizada a mesma média histórica para determinação da taxa livre de risco e do risco país. No caso da avaliação da CEB, o laudo informa que foi utilizado EMBI+, porém não informa se utilizou taxa *spot* ou uma média histórica. O laudo apenas informa que o risco país utilizado foi 2,1%⁶. A partir de dados obtidos no IPEA, o EMBI⁺, em 30/12/2019 (data base do laudo), foi de 215 pontos. Ao se utilizar os dados do EMBI⁺ dos últimos 12 e 24 meses, obteve-se as seguintes médias:

Tabela 6 - Médias do EMBI+ Brasil

Período	Média aritmética	Média geométrica
30/12/2019 – 29/12/2017	257	255
30/12/2019 – 31/12/2018	242	241

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da série histórica do EMBI⁺

⁶ A unidade de medida deste índice é o ponto-base, onde dez pontos-base equivalem a um décimo de 1%.

Ao se calcular o prêmio de risco do mercado, Serra (2019) recomenda que se utilize o mesmo título do governo americano adotado como título livre de risco. Copeland, Koller e Murrin (2006) recomendam que se utilize o período mais longo possível para cálculo do ágio, visto que os autores defendem que um intervalo maior reduz a influência das crises econômicas e mundiais e fornece uma melhor estimativa.

A partir da escolha do período histórico utilizado, surge a necessidade de escolher entre utilizar a média geométrica ou aritmética para cálculo dos retornos médios. Damodaran (2007, p. 26) recomenda a utilização da média geométrica porque “estudos empíricos indicam que os retornos das ações são negativamente relacionados ao tempo”. Assim, a média aritmética tende a superdimensionar o prêmio de risco. Damodaran (2007) ilustra, na tabela abaixo, como as escolhas para cálculo do prêmio de risco afetam o valor obtido.

Tabela 7 - Prêmio pelo risco histórico nos Estados Unidos, 1928 - 2004

	Ações – obrigações de curto prazo do governo.		Ações – obrigações de longo prazo do governo.	
	Aritmético	Geométrico	Aritmético	Geométrico
1928 – 2004	7,92%	6,53%	6,02%	4,84%
1964 – 2004	5,82%	4,34%	4,59%	3,47%
1994 – 2004	8,60%	5,82%	6,85%	4,51%

Fonte: DAMODARAN (2007).

Assim, a partir da literatura pesquisada, utilizou-se como boa prática a utilização de média geométrica do retorno excedente do S&P500 ao T-Bond americano de 10 anos, para o período de 1928 até a data atual. O laudo de avaliação da CPFL utilizou o *spread* médio anual entre S&P 500 e US T-Bill⁷ (1967-2017). Apesar de ter utilizado o longo prazo (50 anos), o avaliador escolheu o T-Bond 10 anos para cálculo da taxa livre de risco e o US T-Bill para cálculo do prêmio de risco. Conforme dados obtidos no site do Tesouro norte-americano, o US T-Bill é um título com maturidade de 4 a 52 semanas, ou seja, não é um título de longo prazo.

O laudo de avaliação da CEB informou apenas que utilizou a média de diferencial de retorno observado entre uma carteira de ações e uma carteira de títulos de renda fixa no mercado americano (1928 – 2019). As informações disponibilizadas no laudo não permitem uma análise

⁷Treasury Bills são títulos com maturidade de 4 a 52 semanas (<https://www.treasurydirect.gov/marketable-securities/treasury-bills/>).

sobre as carteiras de ações e títulos utilizadas bem como a média escolhida para cálculo do retorno. A única informação obtida que permite a comparação com as boas práticas selecionadas foi o período de 91 anos para cálculo do ágio.

Serra (2019) afirma que o cálculo do coeficiente beta requer a definição de três parâmetros: índice de mercado, histórico de retornos e periodicidade dos retornos. No primeiro parâmetro, é facultada a utilização de um índice global ou regional. O autor afirma que, no Brasil, a prática é utilizar um índice regional, no caso, o Ibovespa, apesar das críticas de que esse índice não reflete adequadamente economia brasileira porque há grandes empresas não listadas ou com baixo *free float*⁸.

Quanto ao segundo parâmetro, Serra (2019) afirma que se deve utilizar um histórico de retorno de até três anos. A utilização de longos históricos de retorno aumenta a chance de o índice capturar diferentes perfis de risco da empresa ao longo dos anos. Quanto à definição da periodicidade dos retornos, a discussão costuma girar entre diário, semanal ou mensal, Serra (2019) indica a utilização de periodicidade diária para ações com liquidez.

Caso a empresa avaliada não tenha ações listadas na bolsa de valores ou tenha ações ilíquidas, Serra (2019) e Copeland *et al.* (2006) recomendam utilizar a mediana nos betas desalavancados de várias empresas do setor nacionais e estrangeiras e realavancar essa mediana conforme a estrutura de capital e a alíquota de imposto da empresa avaliada. A recomendação para utilizar a mediana decorre do tratamento automático para *outliers* já realizado por essa medida de tendência.

O laudo de avaliação da CPFL informa que foi utilizado o beta ajustado da empresa, com base em empresas comparáveis. Foi utilizada uma amostra de sete empresas do setor elétrico com atuação no Brasil, nos EUA, em Portugal, no Canadá e na Espanha. A mediana dos betas desalavancados dessas empresas foi realavancada com a alíquota de imposto e estrutura de capital (dívida líquida/*equity*). Assim, obteve-se um beta de 0,67.

Optou-se por não realizar o cálculo do coeficiente beta para a CEB (CEBR3) devido ao baixo volume de negociações da ação. No período de 01/01/2017 a 30/12/2019 com preços

⁸ Ações de uma empresa de capital aberto que estão disponíveis para o público geral para negociação.

históricos e frequência diária, em diversos períodos o retorno da ação foi zero. Koller et al (2010) afirmam que as estimativas de beta em ações ilíquidas são viesadas para baixo.

O laudo de avaliação da CEB utilizou a média do beta desalavancado de empresas do setor elétrico. Apesar de não ter utilizado a mediana, o laudo informa que os *outliers* foram tratados, pois as empresas utilizadas no cálculo da média foram selecionadas após uma análise de desvio padrão do beta desalavancado de companhias de energia. O beta realavancado da CEB foi de 0,79.

A partir dos critérios selecionados, realizou-se o cálculo do coeficiente beta para CPFL (CPFL3) no período de 31/03/2013 a 31/03/2016 com preços históricos e frequência diária. Obteve-se um coeficiente de 0,87, aproximadamente 10% acima do beta calculado pela média do setor.

Tabela 8 - Coeficiente beta da CPFL3 (mar./2013-mar./2016)

	Valor da ação	Retorno da ação	IBOV	Retorno do IBOV
Média	17,9580607	0,019035754	50839,3288	0,00028362
Desvio Padrão	1,78324966	2,124048393	4406,51642	1,55289546
Variância		4,511581575		2,41148431(B)
Covariância	IBOV			
	2,11798244 (A)			
Beta	0,8783 (A/B)			

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Yahoo Finanças.

Quanto ao fluxo de caixa, Martelanc et al (2005) afirmam que a escolha do horizonte de projeção é delineada por dois fatores: a incerteza e a duração da fase transiente (na qual a empresa faz investimentos expressivos). O primeiro fator dificulta a previsibilidade do fluxo de caixa e, assim, exige a utilização de maior taxa de desconto. No segundo fator, os autores (MARTELANC *ET AL*, 2005, p. 5, grifo nosso) afirmam que o período da fase transiente “modifica a forma de operação [da empresa] ou tem crescimento que não será perpetuado [...] **em especial, projetos com vida definida, como concessões públicas, são projetados por todo o período da concessão**”.

Observa-se que o laudo de avaliação da CEB considerou a concessão como um projeto com prazo definido e, assim, projetou o fluxo de caixa até o final da concessão (2045). O laudo da CPFL as receitas foram aprovadas em um orçamento de 5 anos (2016-2020) independentemente para cada subsidiária. Para os demais anos, o laudo informa que foram

adotadas premissas das Companhia utilizadas usualmente, porém sem informar mais detalhes. Quanto ao valor terminal, o que se observa é que houve perpetuidade para os segmentos de distribuição e comercialização e para a *holding*. No segmento de distribuição, a perpetuidade foi embasada em um possível renovação não-onerosa da concessão. Para os demais segmentos (geração e transmissão), o fluxo de caixa foi projetado até o final da concessão e os ativos foram integralmente amortizados na vigência do contrato.

Tabela 9 – Fluxo de Caixa Descontado da CPFL Energia (R\$ Milhões)

Anos	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Demais anos	Perp.
Valor presente FCFE	1.005	1.585	2.079	1.456	2.299	2.381	2.040	2.188	1.849	1.704	4.722	17.809
Valor da firma	41.116											

Fonte: Laudo de avaliação da CPFL Energia

As regras atuais de renovação de concessões de distribuição de energia elétrica foram estabelecidas pelo Decreto nº 8.461/2015. Conforme previsto no § 1º do artigo 1º desse Decreto, o concessionário deve aceitar expressamente os termos do termo aditivo ao contrato de concessão para que haja prorrogação. As concessões não prorrogadas serão licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, pela Aneel. Ainda não é possível prever qual será o cenário das renovações das concessões vincendas de distribuição, pois o Ministério de Minas e Energia - MME ainda não iniciou as discussões sobre o tema.

No segmento de transmissão, contudo, em 29/12/2022, foi editado o Decreto nº 11.314/2022 que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões em fim de vigência. Conforme matéria veiculada pela Agência Brasil (BERALDO, 2022), o novo decreto privilegia novas licitações para substituir as concessões vincendas de transmissão de energia no lugar da prorrogação dos contratos existentes. Considerando a atual tendência do cenário do setor elétrico de relicitação de concessões, a renovação da concessão adotada no laudo de avaliação da CPFL é incerta. A boa prática proposta por Martelanc *et al* (2005) é que projetos com vida definida, como concessões públicas, sejam projetados por todo o período da concessão.

Tabela 10 - Quadro comparativo das premissas adotadas nos laudos de avaliação de CEB e CPFL e as boas práticas selecionadas

Indicador	CPFL	CEB	Análise
Taxa livre de risco	Média do retorno dos títulos do Tesouro Americano, referência 10 anos, nos últimos 12 meses.	Média diária dos dois últimos anos dos títulos de 20 anos.	Copeland <i>et al</i> (2002) recomendam a utilização de títulos de 10 anos por ser uma taxa de longo prazo com duração similar ao do fluxo de caixa das empresas e ser menos sensível a mudanças na inflação.

Risco país	Média dos últimos 12 meses do EMBI Brasil	EMBI ⁺	Serra (2019) recomenda utilizar EMBI+ Brasil ou CDS com critério temporal igual ao utilizado na taxa livre de risco em termos de utilizar uma taxa spot ou uma média histórica.
Prêmio de risco de mercado	Spread médio anual entre S&P 500 e US T-Bill (1967-2017)	Média de diferencial de retorno observado entre uma carteira de ações e uma carteira de títulos de renda fixa no mercado americano (1928 – 2019)	Serra (2019) recomenda que se utilize o mesmo título do governo americano adotado como título livre de risco. Copeland <i>et al</i> (2006) recomendam que se utilize o período mais longo possível para cálculo do ágio, visto que os autores defendem que um intervalo maior reduz a influência das crises econômicas e mundiais e fornece uma melhor estimativa. Damodaran (2007) recomenda a utilização da média geométrica porque a média aritmética tende a superdimensionar o prêmio de risco.
Beta	Mediana do Beta ajustado da Companhia, com base em empresas comparáveis	Beta da Companhia, com base em empresas comparáveis	Serra (2019) recomenda utilizar um Índice global ou local com histórico de até 3 anos com periodicidade diária exceto para ações ilíquidas. Serra (2019) e Copeland <i>et al.</i> (2006) recomendam utilizar a mediana nos betas desalavancados de várias empresas do setor nacionais e estrangeiras e realavancar essa mediana conforme a estrutura de capital e a alíquota de imposto da empresa avaliada. Koller et al (2010) afirmam que as estimativas de beta em ações ilíquidas são viesadas para baixo.
Período de projeção	Período explícito de 10 anos exceto para os segmentos geração e transmissão, em que o fluxo de caixa foi projetado até o final da concessão. Período implícito perpetuado à taxa de 5,65% a partir de 2026, considerando um fluxo de caixa médio.	Projetada até o final da concessão (2045)	Martelanc <i>et al</i> (2005) afirma que projetos com vida definida, como concessões públicas, sejam projetados por todo o período da concessão.

Fonte: Elaboração própria.

5 CONCLUSÃO

A análise das premissas adotadas nos laudos de avaliação de CEB Distribuição e da CPFL Energia demonstra divergências em relação às boas práticas selecionadas na bibliografia de referência (Tabela 10). As diferenças observadas, considerando as boas práticas da bibliografia de referência, decorrem da não utilização do T-bond 10 anos para cálculo da taxa livre de risco, do uso de título do Tesouro norte-americano diferente para cálculo da taxa livre

de risco e para cálculo do prêmio de risco de mercado e a utilização de perpetuidade para projeção do fluxo de caixa da concessão.

A utilização de títulos de 20 anos para cálculo da taxa livre de risco no laudo da CEB torna o cálculo dessa taxa mais suscetível a mudanças na inflação. Póvoa (2012) afirma que a inflação tende a elevar a taxa de desconto devido à majoração do ativo livre de risco e do prêmio de risco para o investidor. Dessa forma, considerando que a taxa de desconto tem relação inversamente proporcional ao valor da empresa, elevação da taxa de desconto pela inflação reduz o valor da empresa.

A segunda diferença observada, qual seja, o uso de título do Tesouro norte-americano diferente para cálculo da taxa livre de risco e para cálculo do prêmio de risco de mercado no laudo da CPFL, não guarda coerência com a representação algébrica do CAPM, visto que se utiliza títulos públicos distintos para cálculo do retorno esperado. Essa prática altera a taxa de desconto e, conseqüentemente, o valor da empresa.

A terceira e última diferença é o período de projeção do fluxo de caixa. Conforme dados da Tabela 5, há três contratos de concessão no segmento de distribuição da CPFL com vencimento em 2027/2028 e um contrato com vencimento em 2045. O período explícito, contudo, foi projetado até 2025 para todos os contratos e aplicada a perpetuidade posteriormente. Como a maior parte dos contratos de distribuição tem vencimento próximo ao período explícito, a adição do valor da perpetuidade pode superdimensionar o valor final da empresa.

As limitações da pesquisa decorrem da ausência de dados sobre as premissas adotadas no laudo de avaliação da CEB e da pouca literatura sobre boas práticas para projeção de fluxo de caixa em concessões públicas de distribuição de energia elétrica. A ausência de dados no laudo de avaliação comprometeu a análise do prêmio de risco devido à ausência de informações sobre o critério temporal utilizado e do prêmio de risco de mercado, visto que o laudo não informou qual foi a carteira de ações e de títulos de renda fixa no mercado norte-americano utilizada nem o tipo de média (geométrica ou aritmética). Quanto à literatura sobre projeção de fluxo de caixa em concessões públicas, observou-se que apenas Martelanc *et al* (2005) tratam do tema, porém sem abordar, em profundidade, o impacto de utilizar a perpetuidade para concessões públicas. Assim, espera-se que esse trabalho possa contribuir para futuras pesquisas

sobre os impactos da projeção de fluxo de caixa pelo método FDC em concessões e da escolha das premissas no valor da taxa de desconto e, conseqüentemente, no valor final da empresa.

6 REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Segmento de Distribuição**, 2023. Distribuidoras e Origem De Capital. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/distribuidoras-e-origem-de-capital/>. Acesso em 12 jan. 2023.

BERALDO, Lílian. **Decreto prevê licitações para concessão de transmissão de energia**. Agência Brasil, Brasília, 29 de dezembro de 2022. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-12/decreto-preve-licitacoes-para-concessao-de-transmissao-de-energia>

BRASIL. **Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022**. Regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência, nos termos do disposto no inciso I do caput do art. 35 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e nos art. 6º e art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. DF: Presidência da República, [2022]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/D11314.htm. Acesso em: 27 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. DF: Presidência da República, [2004]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 5.704, de 10 de dezembro de 1904**. Regula o aproveitamento da força hidráulica para transformação em energia elétrica aplicada a serviços federais. DF: Presidência da República, [1904]. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1900-1909/decreto-5407-27-dezembro-1904-527509-publicacaooriginal-1-pe.html>. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973**. Regulamenta os artigos 12 e 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, que dispõem sobre a coordenação operacional dos sistemas elétricos interligados das Regiões Sudeste e Sul. DF: Presidência da República, [1973]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1970-1979/d73102.htm#:~:text=DECRETO%20No%2073.102%2C%20DE%207%20DE%20NOVEMBRO%20DE%201973.&text=Regulamenta%20os%20artigos%2012%20e,das%20Regi%C3%B5es%20Sudeste%20e%20Sul. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015**. Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º -B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, DF: Presidência da República, [2015]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8461.htm. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 8461, de 02 de junho de 2015.** Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º -B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. DF: Presidência da República, [2015]. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8461.htm#:~:text=Decreto%20n%C2%BA%208461&text=Regulamenta%20a%20prorroga%C3%A7%C3%A3o%20das%20concess%C3%B5es,7%20de%20julho%20de%201995. Acesso em: 27 jan. 2023.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. DF: Presidência da República, [2004]. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Lei nº 12.783, de 11 de jan. de 2013.** Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, DF: Presidência da República, [2013]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/112783.htm. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.** Dispõe sobre as Sociedades por Ações, DF: Presidência da República, [1976]. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l6404consol.htm. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993.** Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências, DF: Presidência da República, [1993]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8631.htm#:~:text=Disp%C3%B5e%20sobre%20a%20fixa%C3%A7%C3%A3o%20dos,Art. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.** Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. DF: Presidência da República, [1998]. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de set. de 2021.** Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, DF: Ministério de Minas e Energia/Agência Nacional de Energia Elétrica, [2021]. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.003, de 1 de fev. de 2022.** Aprova a estrutura e os Submódulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, e consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários, aplicáveis a concessionárias e permissionários de serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, revoga as Resoluções Normativas nº 435, de 24 de maio de 2011; nº 457, de 8 de novembro de 2011; nº

478, de 3 de abril de 2012 e dá outras providências, DF: Ministério de Minas e Energia/Agência Nacional de Energia Elétrica, [2022].

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Resolução Normativa ANEEL nº 956**, de 7 de dez. de 2021. Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, revoga as Resoluções Normativas nº 395, de 15 de dezembro de 2009; nº 424, de 17 de dezembro de 2010; nº 432, de 5 de abril de 2011 e dá outras providências, DF: Ministério de Minas e Energia/Agência Nacional de Energia Elétrica, [2021].

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>. Acesso em: 17 jan. 2023.

BURATINI, Ricardo. **Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro**: da constituição do modelo estatal a crise do modelo competitivo. 2004. 237p. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia, Campinas, SP. Disponível em: <https://hdl.handle.net/20.500.12733/1599893>. Acesso em: 12 jan. 2023

COPELAND, Thomas E.; KOLLER, Tim; MURRIN, Jack. **Avaliação de empresas-valuation**: calculando e gerenciando o valor das empresas. 3ª Edição. São Paulo: Pearson Makron Books, 2006.

CORREIA, E. E.; LIMA, A.; CHING, H. Y. Práticas da Contabilidade Gerencial, Qualidade e Desempenho no Contexto de um Monopólio Natural. **Revista de Educação e Pesquisa em Contabilidade (REPeC)**, [S. l.], v. 14, n. 2, 2020. DOI: 10.17524/repec.v14i2.2461.

Disponível em: <https://www.repec.org.br/repec/article/view/2461>. Acesso em: 5 jan. 2023.

CPFL ENERGIA. **State Grid**, 2023. Sobre a State Grid. Disponível em:

<https://www.grupocpfl.com.br/institucional/state-grid>. Acesso em 12 jan. 2023.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de empresas**. 2ª Edição. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

DAMODARAN, Aswath. Equity Risk Premiums: Determinants, Estimation and Implications - The 2020 Edition. 2020. **NYU Stern School of Business, 2020**. Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=3550293>. Acesso em: 05 jan. 2023.

DAMODARAN, Aswath. Relative Valuation. In: Damodaran, Aswath. **Investment valuation**: Tools and techniques for determining the value of any asset. 3ª Edição. New Jersey: John Wiley & Sons, 2012. Disponível em:

<https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/multiples.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2023.

DAMODARAN, Aswath. **The Little Book of Valuation**: how to value a company, pick a stock and profit. New Jersey: John Wiley & Sons, 2011.

DE ARAÚJO, João Lizardo. **Diálogos da energia**: reflexões sobre a última década, 1994-2004. Rio de Janeiro: 7letras, 2005. Disponível em:

https://books.google.com.br/books?id=1sRrjCqEKtsC&printsec=frontcover&hl=pt-BR&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false. Acesso em: 22 jan. 2023.

FAMA, Eugene F.; FRENCH, Kenneth R. The capital asset pricing model: Theory and evidence. **Journal of economic perspectives**, v. 18, n. 3, p. 25-46, 2004. Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=440920>. Acesso em: 05 jan. 2023.

FERNANDEZ, Pablo. WACC: Definition, Misconceptions and Errors. **Business Valuation Review**, v. 29, n. 4, p. 138-144, 2010. Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=1620871>. Acesso em: 05 jan. 2023.

GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. **Métodos de pesquisa**. Porto alegre: Editora UFRGS, 2009. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/52806>. Acesso em: 22 jan. 2023.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. Edição. São Paulo: Atlas, 2002. Disponível em: https://files.cercomp.ufg.br/weby/up/150/o/Anexo_C1_como_elaborar_projeto_de_pesquisa_-_antonio_carlos_gil.pdf. Acesso em: 22 jan. 2023.

GOMES, A. C. S; ABARCA, C. D. G; FARIA, E. A. S. T; FERNANDES, H. H. O. **BNDES 50 anos – histórias setoriais: o setor elétrico**. Rio de Janeiro: BNDES, 2002. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico_P_BD.pdf. Acesso em: 12 jan. 2023.

GREER, Monica. **Electricity Cost Modeling Calculations: Regulations, Technology, and the Role of Renewable Energy**. 2ª edição. Academic Press, 2021. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=9l4BEAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Electricity+Cost+Modeling+Calculations+monica+Greer&ots=9WTeyAtAVG&sig=GftcVczs3TvqR-cEH17gDgxyMu8#v=onepage&q=Electricity%20Cost%20Modeling%20Calculations%20monica%20Greer&f=false>. Acesso em: 13 jan. 2023.

HAMADA, Robert S. Portfolio Analysis, Market Equilibrium and Corporate Finance. **Journal of Finance**, v. 24, n. 1, p. 13-31, 1969. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/pdf/2326122.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2023.

KOLLER, T; GOEDHART, M.; WESSELS, D. **Valuation: measuring and managing the value of companies**. New Jersey: John Wiley and Sons, 2010. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=iI3J4b2hWlWC&oi=fnd&pg=PT9&dq=Valuation:+Measuring+and+Managing+the+Value+of+Companies.+McKinsey+%26+Company&ots=IK8AnGII-m&sig=8gJXGliTH9E65m-EvzOoS79OulY>. Acesso em 30 jan. 2023.

LACERDA, Antônio Corrêa de. **Economia brasileira**. São Paulo: Editora Saraiva, 2018. *E-book*. ISBN 9788547231798. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788547231798/>. Acesso em: 13 jan. 2023.

LAKATOS, Eva M. **Fundamentos de Metodologia Científica**. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2021. *E-book*. ISBN 9788597026580. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788597026580/>. Acesso em: 23 jan. 2023.

LEITE, A. D. **A energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

LEME, Alessandro André. A Reforma Do Setor Elétrico No Brasil, Argentina E México. **Revista de Sociologia e Política** 17.33 (2009): 97-121. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rsocp/a/M9Xq9hqmMnFDfdTCQCQPQ8N/?lang=pt>. Acesso em: 05 jan. 2023.

MARTELANC, Roy et al. **Utilização de metodologias de avaliação de empresas:** resultados de uma pesquisa no Brasil. Seminário em Administração, FEA/USP-SEMEAD, VIII, Anais [...]. São Paulo, 2005. Disponível em: <http://sistema.semead.com.br/8semead/resultado/trabalhosPDF/315.pdf>. Acesso em: 5 jan. 2023.

MUKAI, Toshio. **Concessões, permissões e privatizações de serviços públicos:** comentários à lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e à lei n. 9.074/95, das concessões do setor elétrico, com alterações da lei n. 9.648/98. São Paulo: Saraiva, 1998.

MULLER, Renan Bergonsi. **Privatizações das empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica:** resultados de longo prazo e novas propostas. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Escola Politécnica, University of São Paulo, São Paulo, 2021. doi:10.11606/D.3.2021.tde-24052021-110333. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3136/tde-24052021-110333/en.php>. Acesso em: 13 jan. 2023.

NETO, Alexandre A. **Valuation - Métricas de Valor e Avaliação de Empresas.** Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2021. *E-book*. ISBN 9788597027686. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788597027686/>. Acesso em: 04 jan. 2023.

NODA, Rafael Falcão. **Laudos de avaliação:** metodologias utilizadas, erros e vieses. 2018. Tese (Doutorado em Administração) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018. doi:10.11606/T.12.2018.tde-20072018-100047. Acesso em: 13 dez. 2022.

PINTO JUNIOR, H. Q. (org) et al. **Economia da Energia:** Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PINTO, Milton de O. **Energia Elétrica - Geração, Transmissão e Sistemas Interligados.** Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2013. *E-book*. ISBN 978-85-216-2526-1. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/978-85-216-2526-1/>. Acesso em: 13 jan. 2023.

POVOA, Alexandre. **Valuation:** como precificar ações. Rio de Janeiro: Elsevier Brasil, 2012. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=WOujEJDz-qkC&oi=fnd&pg=PP2&dq=efeitos+da+inflacao+no+valuation&ots=OSzLGM8zh6&sig=sOp1QZ7ZXUEINlgS9Z0Sn85yBrA#v=onepage&q=infla%C3%A7%C3%A3o&f=false>. Acesso em: 16 fev. 2023.

RESENDE, Caio Cordeiro de. **Falhas de mercado:** uma análise comparativa da escola do setor público tradicional e da escola austríaca. 2012. Dissertação (Mestrado em Economia do Setor Público) - Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2012. Disponível em:

https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/11094/2/2012_CaioCordeirodeResende.pdf. Acesso em: 22 jan. 2023.

SCHUTTE, G. R.; DEBONE, V. S. A expansão dos investimentos externos diretos chineses. O caso do setor energético brasileiro. **Conjuntura Austral**, [S. l.], v. 8, n. 44, p. 90–114, 2018. DOI: 10.22456/2178-8839.76332. Disponível em: <https://seer.ufrgs.br/index.php/ConjunturaAustral/article/view/76332>. Acesso em: 5 jan. 2023.

SERRA, Ricardo G. **Valuation - Guia Fundamental e Modelagem em Excel®**. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2019. *E-book*. ISBN 9788597022599. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788597022599/>. Acesso em: 05 jan. 2023.

WERNER, Deborah. Neoliberalização Da Infraestrutura: Mudanças Regulatórias E Configuração Do Setor Elétrico Brasileiro (1990-2018). **Semestre Económico** 22, [S. l.], n. 50, p. 151-77. Disponível em: <https://revistas.udem.edu.co/index.php/economico/article/view/2950/2729>. Acesso em: 12 jan. 2023.

WOMACK, Kent L; ZHANG, Ying. **Understanding Risk and Return, the CAPM, and the Fama-French Three-Factor Model**, 2003. Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=481881>. Acesso em: 20 jan. 2023.