

FACULDADE FIPECAFI

**PROGRAMA DE MESTRADO PROFISSIONAL EM CONTROLADORIA
E FINANÇAS**

RENAN SILVA SOBRAL

**A relação entre a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras com a
complexidade socioeconômica das concessões**

SÃO PAULO

2019

Prof. Dr. Welington Rocha

Diretor Presidente

Prof. Dr. Fernando Dal-Ri Murcia

Diretor de Pesquisa

Profa. Dra. João Domiraci Paccez

Diretor Geral de Cursos

Profa. Dra. Marta Cristina Pelucio Grecco

Coordenadora do Curso de Mestrado Profissional em Controladoria e Finanças

RENAN SILVA SOBRAL

A relação entre a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras com a complexidade socioeconômica das concessões

Dissertação de mestrado apresentada ao Curso de Mestrado Profissional em Controladoria e Finanças da Faculdade FIPECAFI para a obtenção do título de Mestre Profissional em Controladoria e Finanças.

Orientador: Prof. Dr. George André Willrich Sales

SÃO PAULO

2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio Convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo na publicação

Serviço de Biblioteca Faculdade FIPECAFI

Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis Atuárias e Financeiras (FIPECAFI)

Dados fornecidos pelo (a) autor (a)

S677r

Sobral, Renan Silva

A relação entre a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras com a complexidade socioeconômica das concessões. / Renan Silva Sobral. -- São Paulo, 2019.

60 p.: il.

Dissertação (Mestrado Profissional) - Programa de Mestrado Profissional em Controladoria e Finanças – Faculdade FIPECAFI
Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis Atuárias e Financeiras
Orientador: Prof. Dr. George André Willrich Sales.

1. Distribuidoras de energia elétrica. 2. EVA®. 3. Complexidade socioeconômica. 4. Custo de capital. 5. Prêmio de risco. I. Prof. Dr. George André Willrich Sales II. Título

658.15

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho, primeiramente aos meus pais, que me ensinaram que o estudo é o caminho para o sucesso pessoal e profissional. Também dedico a minha esposa Patrícia por sempre apoiar e incentivar o meu desenvolvimento e ao meu filho Rafael por ser minha fonte de inspiração.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus amigos de vida Fábio e Leonardo pelo incentivo e companheirismo. Aos meus colegas de turma pelas reflexões de aula, parceria em artigos e estudos. Agradeço a todos os professores do Programa de Mestrado Profissional da FIPECAFI que não mediram esforços para proporcionar aos alunos um excelente ambiente de aprendizagem.

Ao meu orientador, Professor Dr. George Sales, pela orientação do trabalho e ensinamentos em sala de aula. Ao Professor Dr. Paschoal Tadeu Russo pelas inspirações iniciais do projeto de pesquisa. Agradeço aos Professores Doutores Rodrigo Okimura e Reginaldo Nogueira, pelas contribuições na banca avaliadora desta dissertação.

Agradeço a todos, que de alguma forma fizeram parte da minha trajetória acadêmica e me proporcionaram um grande aprendizado.

RESUMO

Silva Sobral, Renan (2019). A relação entre a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras com a complexidade socioeconômica das concessões (Dissertação de Mestrado). Faculdade FIPECAFI, São Paulo, SP, Brasil.

A Teoria de Finanças considera que investimentos de maior risco devem possibilitar maiores retornos. A partir deste contexto, este estudo buscou identificar se as concessões que possuem maior nível de complexidade socioeconômica, de acordo com estudo da ANEEL, possuem, a partir do risco assumido, maior rentabilidade, calculada pela abordagem do *Economic Value Added* - EVA®, avaliando se a regulação por incentivos em regime de *price cap* instituída pela ANEEL está proporcionando remuneração adequada as concessões. Foram analisados relatórios financeiros regulatórios e societários para possibilitar o cálculo da rentabilidade das concessionárias, sendo utilizado o método estatístico de Regressão Linear Simples para medir a relação entre os indicadores. Com relação ao cálculo do EVA®, observou-se na pesquisa sucessivos déficits anuais de criação de valor pelas concessionárias, calculado no período entre os anos de 2015 e 2018. Ou seja, este resultado pode indicar uma condição estrutural de destruição de valor nas distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Já do ponto de vista da relação da rentabilidade das concessionárias associada a complexidade socioeconômica da área de concessão, somente nos testes onde as distribuidoras foram separadas por grupos econômicos foi possível observar uma maior rentabilidade nas áreas mais complexas, porém apenas no Grupo Energisa. Em todos os demais casos, embora as estatísticas de regressão tenham resultados que indicam alguma tendência de relação, a hipótese nula de que não há maior rentabilidade nas áreas de concessão mais complexas não foi rejeitada, seguindo como sugestão para futuros estudos do regulador sobre equilíbrio econômico-financeiro das concessões a utilização do *Build Up Approach* para que seja capturado no cálculo do custo de capital o risco adequado pela atuação em cada área de concessão considerando a complexidade socioeconômica da região, possibilitado rentabilizar adequadamente o investidor pelo risco assumido.

Palavras-chave: Distribuidoras de energia elétrica; EVA®; Complexidade Socioeconômica; Custo de capital; Prêmio de risco.

ABSTRACT

Silva Sobral, Renan (2019). The ratio between the profitability of Brazilian electricity distributors Co. and the socioeconomic complexity of concessions (Masters dissertation). Faculdade FIPECAFI, São Paulo, SP, Brazil.

The Finance Theory believes that higher risk investments should enable higher returns. From this context, it is sought to identify if the concessions that have a higher level of socioeconomic complexity, according to ANEEL study, have, from the assumed risk, greater profitability, calculated by the Economic Value Added - EVA® approach, identifying if the price cap incentive regulation instituted by ANEEL is adequately remunerating the concessions. The data collection was done through documentary research in regulatory and corporate financial reports to enable the calculation of company profitability, using the Simple Linear Regression statistical method to measure the ratio between the indicators. Regarding the calculation of the EVA®, it was observed in the survey the annual deficit of creation of value by the concessionaires, calculated between the years of 2015 and 2018. In other words, this result can indicate a structural condition of destruction of value in the Brazilians electric power distributors Co. From the point of view of the ratio of the profitability of the concessionaires associated with the socioeconomic complexity of the concession area only in the tests where the distributors were separated by economic groups, it was possible to observe the greater profitability in the more complex areas, but only in the Energisa Group. In all other cases, although the regression statistics have results indicating some relationship tendency, the null hypothesis that there is no higher profitability in the more complex concession areas was not rejected, following as a suggestion for future studies of the regulator on economic equilibrium of the concessions to use the Build Up Approach to capture the risk of adequate performance in each concession area considering the socioeconomic complexity of the region, making the investor adequately profitable for the assumed risk.

Keywords: Eletric power distributors; EVA®; Socioeconomic Complexity; Cost of capital; Build Up Approach.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Tipos de riscos financeiros	21
Figura 2 - Modelo Cynefin	25
Figura 3 - Ranking de Complexidade Socioeconômica do Grupo I	27
Figura 4 - Modelo EVA®	27

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais conceitos e benefícios do uso do EVA®	31
Tabela 2 - Resultado operacional ajustado	37
Tabela 3 - Capital investido na concessão	38
Tabela 4 - Ranking de Complexidade Socioeconômica e Rentabilidade (EVA)	38
Tabela 5 - Ranking de Complexidade Socioeconômica e Rentabilidade (EVA®) por fonte de Capital	39
Tabela 6 - Ranking de Complexidade Socioeconômica e Rentabilidade (EVA®) por Clusters	40
Tabela 7 - Ranking de Complexidade Socioeconômica e Rentabilidade (EVA®) por Grupo Econômico	40
Tabela 8 - Rentabilidade (EVA®) em base anual	40
Tabela 9 - Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I	43
Tabela 10 - Regressão linear simples das distribuidoras de capital privado do Grupo I	43
Tabela 11 - Regressão linear simples das distribuidoras de capital público do Grupo I	44
Tabela 12 - Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I do Grupo CPFL	45
Tabela 13 - Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I do Grupo Neoenergia.....	45
Tabela 14 - Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I do Grupo Eletrobrás	46
Tabela 15 - Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I do Grupo Energisa	46
Tabela 16 - Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I integrantes do cluster Sul/Sudeste/DF	47
Tabela 17 - Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I integrantes do cluster Norte/Nordeste/CO	48

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
2.	REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1	A Teoria de finanças e os componentes de criação de valor nas distribuidoras de energia elétrica	19
2.1.1	<i>Investimentos na rede de distribuição e a remuneração do capital</i>	19
2.1.1.1	<i>Remuneração do custo de capital</i>	19
2.1.1.1.1	<i>CAPM e Build Up Approach</i>	20
2.1.1.2	<i>Relação entre risco e custo de capital</i>	22
2.1.1.3	<i>Teoria de Carteiras Eficientes</i>	24
2.2	<i>Regulação por incentivos e a eficiência na gestão de custos operacionais</i>	26
2.2.2	<i>Eficiência de custos operacionais</i>	26
2.2.3	<i>Eficiência de receitas irrecuperáveis (inadimplência)</i>	26
2.2.4	<i>Eficiência no combate a perdas (furtos) de energia</i>	27
2.3	Teoria da complexidade – Modelo Cynefin	27
2.3.1	<i>Ranking de complexidade socioeconômica</i>	29
2.4	<i>Economic Added Value e a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica</i>	30
2.4.1	<i>Custo de oportunidade de capital</i>	32
2.4.2	<i>Economic Value Added – EVA®</i>	32
3.	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	37
3.1	Delimitação da pesquisa	37
3.2	Coleta e tratamento de dados e Tipologia de pesquisa	37
3.3	Procedimentos estatísticos	38
3.4	Hipóteses levantadas na pesquisa	38
4.	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO	41
4.1	Análise do resultado do <i>Economic Value Added – EVA®</i>	41
4.2	Regressões lineares simples – Resultado das hipóteses	45
4.2.1	<i>Teste 1: População de distribuidoras do Grupo I</i>	47
4.2.2	<i>Teste 2: População de distribuidoras de capital privado do Grupo I</i>	47
4.2.3	<i>Teste 3: População de distribuidoras de capital público do Grupo I</i>	48
4.2.4	<i>Teste 4: População de distribuidoras do Grupo I segregado por grupo econômico</i>	49
4.2.5	<i>Teste 5: População de distribuidoras do Grupo I do cluster Sul/Sudeste/DF</i>	51
4.2.6	<i>Teste 6: População de distribuidoras do Grupo I do cluster Norte/Nordeste/CO</i>	51
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	53
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55

1. INTRODUÇÃO

As distribuidoras de energia elétrica têm como atividades principais construir e operar redes. Para tanto, possuem duas possibilidades para rentabilizar os seus acionistas: (i) por meio do investimento na expansão e modernização da rede e; (ii) por meio do incentivo a eficiência de custos operacionais. Diversos estudos vêm buscando verificar, sob diversos aspectos, o nível de rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica no que tange a realidade econômico-financeira das concessões. Carvalhaes et al (2014) demonstraram a incompatibilidade do método *Weighted Average Cost of Capital - WACC* definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL com aquele calculado a partir de critérios definidos na Teoria de Finanças, impactando, assim, a rentabilidade das concessionárias inclusive quando comparadas em âmbito regional. Rezende et al (2013) por outro lado, evidenciaram a influência de variáveis como Custos Operacionais, Perdas de Energia e Qualidade e Variação do Mercado na rentabilidade das empresas, inclusive segregadas por *clusters* relacionados a porte e região de atuação. Já Rocha, Camacho e Bragança (2006) retrataram a influência na taxa de retorno das concessões brasileiras da utilização como benchmarking o mercado americano de energia elétrica que utiliza o regime de regulação *rate of return*, que determina uma taxa de retorno fixa para remunerar os serviços de distribuição de energia, porém, segundo Huback (2018) a agência reguladora brasileira utiliza o modelo de regulação por incentivos denominado *price cap*, onde o critério de remuneração e cobertura de custos são diferente, podendo, então, causar um desequilíbrio na remuneração das empresas brasileiras.

Segundo Araújo (2007), no Regime de Regulação por Incentivos, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas pode ser acrescida como resultado da redução dos custos de operação, uma vez que os contratos preveem mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem constantes em termos reais. Desta forma, a ANEEL passou a aplicar um método de benchmarking para comparação entre as próprias distribuidoras, além de outras referências, tal como internacionais. Neste modelo, a eficiência de custos praticada pela concessionária se traduz em ganho para a Companhia dentro de apenas um período tarifário, sendo a respectiva eficiência capturada pela modicidade tarifária no próximo período de revisão das tarifas.

Assim, estimula-se a busca constante pela eficiência de gestão bem como proporciona ao consumidor também participar dos ganhos. Com isso, há um incentivo para melhoria contínua na gestão de diversos custos da concessão, como custos operacionais, perdas de energia e inadimplência, dentre outros, reduzindo, portanto, a assimetria de informação entre regulador e concessionária para comprovação de custos.

Por outro lado, a redução de custos perseguida pelas concessionárias para melhorar suas margens pode ocasionar uma piora na qualidade do serviço. Para mitigar este efeito, há regulação técnica complementar estabelecendo metas e limites de qualidade do serviço. Eventuais ganhos tarifários decorrentes de eficiência de custos são condicionados ao cumprimento de metas de melhoria da qualidade do serviço. A ANEEL dispõe na Nota Técnica nº 453/2013-SRE/SRD/ANEEL que um mecanismo que incentive somente a redução de custos pode levar à deterioração do serviço prestado. Se a qualidade declina, faz sentido que o preço seja reduzido de modo a compensar a perda de valor agregado do serviço para o consumidor.

Além do incentivo a gestão eficiente de custos, outro mecanismo para rentabilizar as concessões ocorre por meio da remuneração dos investimentos efetuados na rede de distribuição. A regulação vigente determina o custo de capital a ser aplicado sobre o saldo líquido dos investimentos, além de atualizá-los pelo Valor Novo de Reposição – VNR. Para a determinação do custo de capital a ANEEL adota o método *Capital Asset Price Model - CAPM*, de acordo com o Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Revisão Tarifária - PRORET. Na aplicação do modelo, são utilizados como referência distribuidoras de energia dos Estados Unidos, adicionados do componente Risco Brasil.

De acordo com a Agência, como simplificação, o método assume que o prêmio de risco requerido pelo ativo é proporcional ao seu coeficiente beta, o qual indica a variação dos retornos desse ativo em relação ao comportamento conjunto de todos os ativos do mercado, ou seja, é uma medida de volatilidade relativa que valora a sensibilidade do valor de um ativo às variações do valor conjunto do mercado. Nesse modelo, o retorno esperado sobre o ativo será a soma de uma taxa livre de risco e um retorno associado a um risco não-diversificável, o que faz com que o retorno esperado varie linearmente em relação ao beta do ativo. (Nota Técnica nº 180/2014-SRE/ANEEL).

Um possível problema desta metodologia é considerar que todas as concessões possuem o mesmo risco na medida em que se estabelece a mesma taxa de remuneração a todos os agentes de Norte a Sul do Brasil, independente de porte da empresa, peculiaridades operacionais, etc., possibilitando, assim, que algumas concessões tenham maior valor agregado do que outras. Segundo Carvalhaes et al (2014), a área de concessão de cada empresa também tem influência no custo de capital tendo as características regionais reflexo tanto na maneira como os impostos são cobrados como no percentual de perdas não técnicas de energia. De acordo com Brealey et al (2013), o custo de capital da empresa é a taxa de desconto correta somente para investimentos que comportem um risco idêntico ao das atividades gerais. Para projetos com maior risco, o custo de oportunidade do capital é maior do que o custo de capital geral; para os de menor risco, ele é menor.

Para o capital de terceiros, a ANEEL também presume um risco de crédito médio de mercado ignorando o fato de que empresas diferentes possuem riscos de créditos diferentes, ainda que situadas no mesmo mercado.

Neste sentido, o custo de capital estabelecido pelo regulador reflete uma hipótese de diversificação dos ativos de distribuição da totalidade do Brasil. Segundo registrado pela ANEEL na Nota Técnica nº 180/2014-SRE/ANEEL, o modelo reflete um mercado de referência contemplando todos os ativos de interesse, ignorando as especificidades de cada negócio e cada região, o que pode implicar em uma remuneração desigual aos investidores das respectivas concessões. Isso significa assumir implicitamente que todos os ativos são denominados em uma mesma unidade monetária e estão inseridos numa mesma economia, de modo que a taxa do ativo livre de risco ou, alternativamente, o custo de oportunidade mínimo da economia é equivalente para todos os ativos.

Em síntese, as concessionárias de distribuição de energia elétrica reguladas pela ANEEL possuem os seguintes meios de geração de valor econômico:

a. Investimentos

- i. Remuneração do custo de capital (WACC)
- ii. Eficiência na aquisição de mercadorias e serviços realizadas para investimento na rede

b. Redução de Custos

- iii. Eficiência de custos operacionais
- iv. Eficiência no combate a perdas (furtos) de energia
- v. Eficiência de receitas irre recuperáveis (inadimplência)

Assim, a remuneração global das distribuidoras compreende, então, além da remuneração do capital investido, outros incentivos de gestão com vistas a estimular a eficiência para os usuários do serviço bem como possibilitar ganhos adicionais para aquelas empresas com destaque de atuação com vistas a melhorar a rentabilidade do negócio. Esta eficiência é obtida quando os custos realizados pela empresa forem menores do que os custos projetados na tarifa precisando se repetir ano após ano, já que os limites estabelecidos pelo regulador são reduzidos periodicamente.

Entretanto, para a gestão eficiente de cada uma das 63 concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil, há de se observar as especificidades socioeconômicas de cada região. A complexidade socioeconômica interfere não somente na gestão de furtos de energia, mas influencia diversos outros fatores.

Questões como inadimplência, eficiência de custos operacionais e compras de mercadoria (que influencia diretamente a tarifa regulada pela ANEEL na perspectiva de prêmios por eficiência) também podem ser altamente afetados por esta condição. Famílias e empresas situadas em regiões que possuem estas características poderão ter dificuldades de manter adimplentes as suas obrigações. A contratação de mão de obra especializada também pode ser prejudicada, podendo ser necessário atrair profissionais de outras regiões para atuar e implementar métodos de gestão capazes de reduzir custos e melhorar o resultado de negociação de compras. Segundo Araújo (2007), quanto maior o desenvolvimento socioeconômico de uma sociedade menores serão as perdas de energia, desenvolvimento este que passa obrigatoriamente por um maior grau de capacitação das pessoas, melhores condições de vida e por conseguinte maior noção dos direitos e deveres do indivíduo.

A partir deste contexto, o objetivo geral deste trabalho é identificar se as concessões que possuem maior nível de complexidade socioeconômica, de acordo com estudo da ANEEL, possuem maior rentabilidade, considerando as possibilidades de remuneração por investimentos ou eficiência na gestão dos custos da concessão, vinculando o tema a Teoria de Finanças, onde se considera que investimentos de maior risco devem possibilitar maiores retornos.

Com isso, espera-se ao final deste trabalho que seja possível identificar se a regulação por incentivos em regime de *price cap* instituída pela ANEEL está remunerando adequadamente as concessões de acordo com seu grau de complexidade, capturando, então, as características de risco de cada concessão.

Sendo assim, o problema de pesquisa a ser explorado é: **As distribuidoras de energia elétrica do Brasil que atuam em ambiente de maior complexidade socioeconômica possuem em contrapartida maior rentabilidade considerando o risco assumido?**

Tem se observado no mercado que determinadas áreas de concessão são cobiçadas por investidores enquanto em outras há poucos interessados em operar em ambientes adversos. Isto pode ser observado na recente negociação da Eletropaulo e nos leilões das distribuidoras do grupo Eletrobrás.

Os estudos “Perdas e Inadimplência na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil”, de Araújo (2007) e de “Comparação de Duas Metodologias de Apuração do Custo de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica Brasileiras”, de Carvalhaes et al (2014), constataram que há determinadas variáveis explicativas que afetam a remuneração das empresas dependendo da região do país.

Um objetivo estratégico típico no setor de distribuição de eletricidade é melhorar a eficiência do setor. O projeto de regulação tende a ser um processo contínuo, porque a capacidade do regulador de implementar esquemas de incentivos versáteis melhora junto com o aumento do conhecimento sobre os atributos de custo e outras características da indústria regulada. Isso geralmente resulta em modelos de regulamentação altamente complicados, nos quais os incentivos originais podem se tornar indistintos. Portanto, é importante que tanto o regulador quanto as empresas reguladas consigam enxergar a visão geral e entender as consequências que os métodos de regulação aplicados têm no desenvolvimento do ambiente de negócios no setor. (Viljainen, 2006)

Com o objetivo de avaliar os resultados da regulação por incentivos, a ANEEL abriu Consulta Pública nº 3/2019 para avaliar o regime de regulação *price cap* na distribuição de energia elétrica, considerando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio. Apesar da amplitude do estudo que subsidia a referida consulta pública, abrangendo aspectos relacionados a expansão de mercado e universalização do serviço; atendimento comercial; redução de perdas; redução de custos; e eficiência energética, ainda é frágil a observação da influência da complexidade socioeconômica e ambiental na execução das atividades principais das distribuidoras, que são construir e operar redes, com potencial impacto na remuneração adequada do investimento.

Sendo assim, este trabalho justifica-se no objetivo de identificar se as áreas de concessão mais complexas estão sendo remuneradas adequadamente de acordo com o grau de risco de gestão e investimento.

A partir de então, espera-se contribuir para a evolução da regulação do mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil, para possibilitar a atração de novos *players* para operar neste segmento com uma remuneração adequada aos investidores pelos riscos assumidos no Contrato de Concessão. Desta forma, mesmo as operações mais complexas serão alvo de investidores atraídos pelo prêmio de risco adequado. As áreas de concessão mais complexas são justamente aquelas que demandam maior investimento, tecnologias e inteligência para que os desafios de operação sejam realizados com sucesso. Somente remunerando adequadamente, estes desafios poderão ser assumidos.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 A Teoria de finanças e os componentes de criação de valor nas distribuidoras de energia elétrica

As concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil possuem duas grandes fontes de geração de valor econômico. A primeira refere-se a investimentos na rede de distribuição, seja para expansão da rede, seja para substituição de equipamentos já depreciados, com respectiva remuneração obtida a partir de taxa de retorno calculada pela ANEEL por meio da aplicação do método CAPM. A segunda é por meio da redução de custos da concessão, sejam eles operacionais, de perdas de energia ou de perdas por inadimplência, apurados por meio da regulação por incentivos instituída pela ANEEL. Abaixo serão abordados aspectos da regulação abrangendo cada um destes pontos vinculando-os, quando aplicável, a teoria de finanças, conforme itens seguintes:

2.1.1 Investimentos na rede de distribuição e a remuneração do capital

Os investimentos na rede de distribuição são controlados regulatoriamente pela ANEEL por meio da Base de Remuneração Regulatória – BRR. De acordo com o submódulo 2.3 Base de Remuneração Regulatória do PRORET, a avaliação dos ativos da concessionária de distribuição de energia elétrica é realizada utilizando o método do Valor Novo de Reposição – VNR. Por meio deste método cada ativo é mensurado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

Por outro lado, para determinados ativos, é utilizado o Banco de Preços Referenciais, que representa os custos médios regulatórios desses ativos. Com isso, caso a concessionária consiga uma eficiência em relação aos custos praticados pela média das concessionárias na aquisição e instalação de bens na rede de distribuição, terá um benefício tarifário.

2.1.1.1 Remuneração do custo de capital

O submódulo 2.4 Custo de Capital do PRORET estabelece a metodologia para a definição da estrutura ótima de capital e do custo de capital a serem utilizados para cálculo das Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica no tocante a remuneração do investimento composto na Base de Remuneração Regulatória - BRR.

Para a determinação da estrutura ótima de capital a ANEEL efetuou levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, nos anos de 2011, 2012 e 2013, a partir da obtenção de dados de investimentos na rede de distribuição bem como da estrutura de endividamento das concessionárias.

Posteriormente, para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método CAPM de Sharpe. O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (1)$$

onde:

r_p: custo de capital próprio;
r_f: taxa de retorno do ativo livre de risco;
β: beta do setor regulado;
r_m: taxa de retorno do mercado; e
r_B: prêmio de risco país.

Os dados de entrada do modelo são da economia norte americana. A taxa livre de risco é calculada a partir do bônus do governo dos Estados Unidos. O beta é obtido a partir de estudo das distribuidoras e transmissoras de energia daquele país e a taxa de retorno do mercado a partir do

estudo histórico do índice *Standard & Poors* 500 (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. Este cálculo é adicionado do Risco País, calculado a partir do índice *Emerging Markets Bonds Index Plus* divulgado pelo JP Morgan relativo ao Brasil (EMBI+Brazil).

Para o custo de capital de terceiros a ANEEL adota uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$rd = rf + rC + rB \quad (2)$$

onde:

rf: taxa de retorno do ativo livre de risco;

rc: prêmio de risco de crédito; e

rB: prêmio de risco país.

Dessa forma, o custo de capital em termos reais depois de impostos em vigor entre março de 2015 a dezembro de 2018 foi de 8,09% a.a. para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil.

2.1.1.1.1 CAPM e Build Up Approach

O modelo proposto por Markowitz (1952), no seu artigo *Portfolio Selection*, considera que um ativo de maior risco deve gerar maior rentabilidade. Assim se poderia entender que para os investidores o risco Brasil deve ser considerado na tomada de decisão exigindo um maior retorno esperado pelo ativo.

Segundo Sharpe (1964), duas variáveis impactam na montagem de um modelo de precificação de ativos: o tempo e o risco. Com base nesta visão ele desenvolveu seu conhecido modelo CAPM (*Capital Asset Price Model*), onde um título é formado pelo retorno do título livre de risco mais um prêmio de mercado pelo risco. Neste modelo o risco é representado pelo beta, coeficiente que mede a sensibilidade de uma variação do retorno de um título individual à variação do retorno da carteira de mercado, também sendo chamado de “coeficiente de risco de mercado ou não diversificável”.

A equação fundamental do modelo CAPM é representada pela seguinte formulação:

$$E(R_j) = R_F + \beta * (R_M - R_F) \quad (3)$$

onde:

R_F – taxa de retorno de ativo livre de risco (remuneração de títulos públicos federais);

β – risco de mercado, risco não diversificável;

R_M – taxa de retorno de mercado.

A partir desta equação e substituído seus valores pelas medidas econômicas do mercado americano, escolhido como benchmark, é possível apurar a taxa de retorno exigida, custo de capital, de um acionista no Brasil, conforme demonstrado a seguir:

$$E(R_j) = Ke_j = [R_F + \beta_j * (R_M - R_F)] + RISCO_{BR} \quad (4)$$

onde:

R_F – taxa livre de risco, representa a remuneração nominal dos bônus emitidos pelo tesouro americano (treasury bonds), determinada pela yield to maturity (YTM) dos fluxos de rendimentos esperados;

β_j – média dos betas das empresas norte americanas comparáveis com a companhia brasileira em avaliação;

R_M – taxa de retorno de mercado, obtida geralmente pela taxa de retorno da carteira NYSE (bolsa de valores de Nova York) ou da carteira S&P (Standard & Poor's);

$RISCO_{BR}$ – risco país, incluído na formulação em razão de o investimento ser avaliado no mercado brasileiro, que apresenta historicamente um risco de default superior ao do mercado referência da avaliação.

Neste sentido,

vale lembrar que um dos pressupostos mais importantes do CAPM é que os investidores são totalmente diversificados, o que significa que eles são capazes de diversificar a custo insignificante todos os riscos intrínsecos de seus investimentos, de modo que somente aqueles riscos que não podem ser diversificados devem ser considerados na taxa de desconto. Estes riscos não diversificáveis são conhecidos como sistemáticos, uma vez que estão correlacionados com a carteira de mercado. (Sabal, 2008, p. 52)

Por outro lado, Sabal (2008) pondera que em muitas variantes da aplicação do modelo do CAPM o retorno esperado resultante é ajustado com uma medida do risco-país. Alguns ajustes comuns são:

- a) um prêmio de risco é adicionado ou subtraído da taxa de desconto. A magnitude deste prêmio adicional é muitas vezes bastante subjetiva e depende do país onde o projeto ocorre; ou
- b) a relativa volatilidade do índice do mercado de ações do país emergente é fatorada; ou
- c) o prêmio de risco país é adicionado ao prêmio de risco de mercado; ou
- d) o ajuste do risco-país depende da proporção de receitas externas da empresa ou do projeto. (Sabal, 2008, p.52)

Para Copeland, Koller e Murrin (2002), existem motivos para exclusão do risco país, porém caso seja incluído na formulação faz-se a seguinte recomendação:

Se você realmente quiser incluir um ágio pelo risco nacional, parta do risco soberano. Este pode ser calculado subtraindo-se o rendimento de um título de dez anos do governo americano do rendimento 'simples' de um título local denominado em dólares. Na falta de tal título, subtrair a diferença entre a inflação local e a dos Estados Unidos primeiro para calcular o ágio pelo risco soberano do país. O próximo passo [...] é subtrair o risco de crédito embutido no rendimento. (Copeland et al, 2002, p.395)

Nesta linha, o *Build-up Approach* é um método baseado na construção de elementos particulares de risco, que constituem a taxa de desconto em uma determinada empresa. Os fatores de risco, somados entre si, expressam o retorno total que pode ser esperado por um investidor racional devido à compra de uma determinada empresa. Pode ser expresso usando a seguinte fórmula (Saluga apud Michalak, 2014, p. 176):

$$C = R_{rf} + \beta \times (R_m - R_{rf}) + R_{s1} + R_{s2} + \dots + R_{sn} \quad (5)$$

onde:

C – custo de capital;

R_{rf} – taxa de retorno livre de risco;

R_m – taxa de retorno de Mercado;

$R_{s1} \dots R_{sn}$ – tipos específicos de risco incluídos como ajustes;

β – coeficiente que determina o nível de risco sistemático (medida das relações entre a taxa de retorno obtida sobre o capital próprio de uma determinada empresa e a taxa de retorno obtida no mercado).

De acordo com Fishman et al. (1992), outras etapas diferenciam o *Build up Approach* do CAPM e são baseadas em ajustes devido aos fatores de risco específicos referentes a uma determinada empresa. O prêmio devido a fatores de risco específicos deve incluir:

- a) o ramo da indústria em que a empresa opera;
- b) o tamanho da empresa;
- c) risco financeiro (determinado por medidas clássicas, como a alavancagem financeira, o indicador do rácio da dívida, o indicador de liquidez, etc.);
- d) o grau de diversificação da atividade (distribuição territorial, mercados, grau de dependência dos fornecedores etc.);

- e) outros fatores operacionais, tais como as competências da gestão, qualificações do pessoal, o poder dos sindicatos etc.

Saluga apud Michalak (2014) indica que o *Build Up Approach* pode ser implementado no cálculo do custo de capital de empresas que atuam em segmentos específicos onde haja uma forte influência de sindicatos e um baixo grau de diversificação, por exemplo.

2.1.1.2 Relação entre risco e custo de capital

A atuação na atividade de distribuição de energia demanda grande quantidade de investimento na rede, tendo em vista a necessidade de cobertura geográfica da rede distribuição na totalidade da área de concessão atendida. Para o retorno deste capital, faz-se necessário que seja capaz de atender a demanda de energia com eficiência e que, por consequência, os consumidores paguem as faturas pelo fornecimento de energia. Há, portanto, neste caso, uma clara relação entre alocação de capital e retorno do investimento. Segundo Damodaran (2009, p. 80) “risco e incerteza são parte intrínseca de tudo que o homem faz desde seus primórdios”. Para o autor, a humanidade sempre tenta mitigar incertezas e calcular riscos, apenas com nomes diferentes. Em seu livro, descreve uma breve história para tanto, desde o homem pré-histórico passando pela sobrevivência, buscando alimentos e lutando contra o clima hostil, passando pelos *vikings* e suas embarcações e, finalmente, chegando aos tempos atuais.

Constante em praticamente todas as tomadas de decisões e atividades do ser humano, o autor surpreende-se pelo fato de não existir uma definição clara e unânime acerca do risco. Existe uma aceitação geral no mercado financeiro de que risco é a parte da incerteza que pode ser mensurada financeiramente; temos assim que risco está inserido dentro do contexto de incerteza. “...está claro que uma incerteza mensurável, ou o risco propriamente dito, [...], é tão diferente de uma incerteza não-mensurável, que não se trata, de forma alguma, de uma incerteza” (Damodaran, 2009, p. 80). O autor afirma que o risco pode ser mais facilmente coberto, porém, o autor afirma que o ser humano está preocupado com todos os tipos de incerteza, quer seja quantificável ou desconhecida. Os investidores não querem lidar com nenhum tipo de adversidade e, neste caso, seja risco ou incerteza, a distinção não importará.

Assim como não há uma definição clara para incerteza, o mesmo deve ser considerado para o risco. Como dito anteriormente, risco e incerteza estão presentes em praticamente todas as atividades e o fato de existirem definições diferentes de risco para diferentes tipos de atividades não deve surpreender. “Mesmo havendo uma diferença conceitual entre risco e incerteza, a literatura financeira dedica-se ao estudo do risco, considerando-o como uma incerteza decorrente com operação de mercado [...]” (Pereira, 2014, p. 99).

Neste sentido, percebe-se pela literatura que risco é a parte da incerteza que pode ser financeiramente mensurada. “Assim, os ativos que possuem maiores possibilidades de perda podem ser considerados mais arriscados, ou seja, o risco está voltado para a variabilidade ou volatilidade do ativo” (Pereira, 2014, p. 99). O risco está subdividido em duas partes, e o somatório de ambos formam o chamado risco total, a serem descritos a seguir:

- **Risco Sistemático (não-diversificável):** Também conhecido como risco “não diversificável”, é a parcela do risco que pode ser considerada estar fora do controle do investidor, como, por exemplo, o cenário político e social do País. Bodie, Kane e Marcus (2014, p. 149) definem o risco não diversificável como “...fatores de risco comuns a toda economia”.

Por ser um fator independente da atuação do investidor, este risco, diferentemente do risco não sistemático, não desaparece pela diversificação de ativos. “Um aumento não previsto da inflação afeta os salários e os custos das compras das empresas, o valor dos ativos que as empresas possuem e os preços de venda de seus produtos. Essas condições, às quais todas as empresas estão sujeitas, são a essência do risco sistemático.” (Ross, Waterfield, Jaffe & Lamb, 2015, p. 381)

Neste caso, o investidor exigirá um prêmio pelo risco que está incorrendo pela parte não diversificável de sua carteira. “O prêmio de risco de um título é determinado por seu risco sistemático e não depende de seu risco diversificável” (Berk, Demarzo & Harford, 2010, p. 373). Para Elton, Gruber e Brown (2012, p. 303), “...dois ativos com o mesmo risco sistemático não podem ter taxas de retornos diferentes”.

Entretanto, o Brasil sendo um país continental com diferentes índices de desenvolvimento e peculiaridades socioeconômicas dependendo da região do país onde se atua pode apresentar diferentes níveis de risco na atividade de distribuição. Urani et al (2008) relata que no Rio de Janeiro, por exemplo, apesar do nível de desenvolvimento elevado para padrões nacionais, a complexidade social do estado, evidenciada pela favelização, violência e hostilidade do ambiente de negócios impõe problemas difíceis de serem administrados pelas empresas. Há, portanto, um risco com características próprias desta região. Segundo o Instituto Acende Brasil (2017), é importante levar em conta as particularidades relacionadas aos padrões de uso de energia em determinadas localidades já que a propensão do consumidor a inadimplir ou furtar energia elétrica pode variar em diferentes regiões em função de dinâmicas específicas.

• **Risco Não-sistemático (diversificável):** Oposto ao risco sistemático, temos o risco diversificável ou “risco não-sistemático”. Esta parcela do risco é a que possibilita o investidor mitigar através da diversificação dos ativos. Diferente do risco sistemático, este risco não exige prêmio pelo risco pois, como dito anteriormente, tal recompensa por risco não merece ser aplicado aos investidores pois dependem de seus próprios “méritos”.

Assim como Ross, Westerfield, Jaffe e Lamb (2015) definiram risco sistemático em um exemplo com uma empresa que sofre com os efeitos da inflação, os autores continuam o raciocínio da empresa acima, desta vez com um exemplo ilustrando o risco diversificável. “Por outro lado, quando os empregados de uma empresa de petróleo anunciam uma greve, isso afetará apenas aquela empresa e, talvez, algumas outras. É muito improvável que tal fato tenha algum impacto no mercado mundial de petróleo”.

A figura a seguir representa todos os tipos de riscos que os investidores estão sujeitos (riscos financeiros):

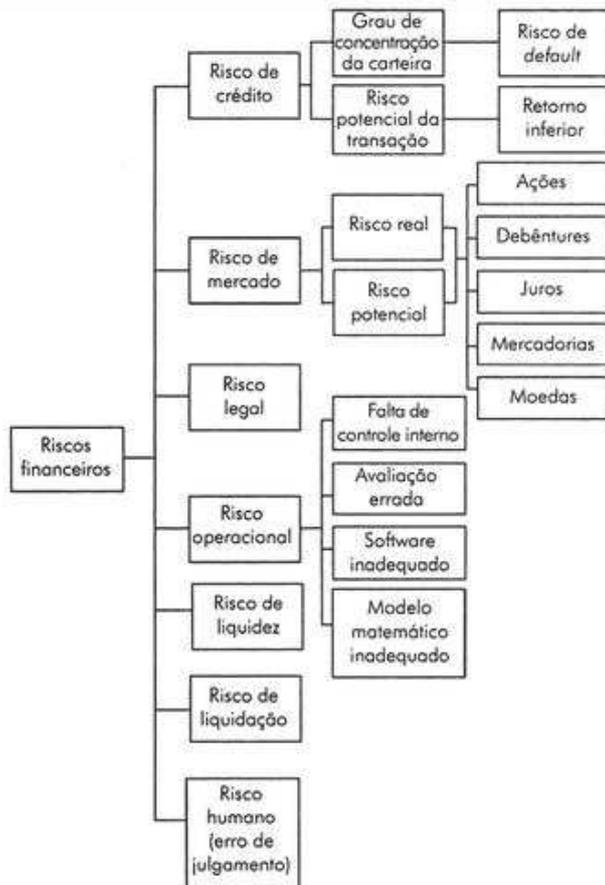


Figura 1. Tipos de riscos financeiros.

Nota. Tostes (2007, p. 70).

Assume-se, neste caso, que o risco total é representado pela soma do risco diversificável e do risco não diversificável. Para o risco não diversificável o investidor exige um prêmio e o risco diversificável não deve haver recompensa pois ele pode ser diversificado pela variedade de ativos que se pode comprar, visando diminuição deste.

Conforme Rocha, Bragança e Camacho (2006), a máxima fundamental na teoria de finanças é que a remuneração de qualquer investimento deve ser proporcional ao seu risco sistemático, ou seja, o risco efetivo do negócio que um investidor racional e diversificado suporta, de forma a implementar o projeto. Quanto maior esse risco, maior a remuneração requerida e esperada por esse investidor.

2.1.1.3 Teoria de Carteiras Eficientes

Conforme destacado na seção 2.1, a ANEEL utiliza o modelo CAPM para a determinação da taxa de remuneração dos investimentos na rede de distribuição. O modelo avalia a rentabilidade da carteira de empresas norte americanas do setor de energia e, ajustadas pelo Risco Brasil, são consideradas para remunerar as concessões de distribuição de energia de forma igualitária, ignorando-se o fato que as concessionárias possuem investidores distintos e que cada área de concessão possui peculiaridades socioeconômicas que afetam a exploração do serviço de distribuição de energia elétrica.

A teoria de portfólios baseia-se na relação das variáveis risco e retorno e nos benefícios decorrentes da diversificação de ativos em carteiras de investimentos (Markowitz, 1952). De acordo com essa teoria, os investidores podem determinar todas as carteiras “ótimas”, no sentido risco e retorno, e formar a fronteira eficiente. A fronteira eficiente pode ser descrita como a região em que se concentra a carteira de títulos que oferece o menor risco (desvio-padrão) para uma dada

rentabilidade esperada, e a maior rentabilidade esperada para um dado nível de risco. Os investidores se concentrariam na seleção de uma melhor carteira na fronteira eficiente e ignorariam as demais consideradas inferiores (Tostes, 2007).

A diversificação deve levar em consideração os dois tipos de risco que afetam uma carteira de títulos: risco sistemático ou não diversificável e risco não sistemático ou diversificável. O risco sistemático é o risco que é afetado por diversos fatores macroeconômicos como taxa de juros, câmbio ou qualquer outra variável que afete a economia como um todo. O risco não sistemático é a parcela do risco total que não depende das variáveis econômicas e, sim, de fatores específicos que afetam uma empresa, podendo, por isso, ser eliminado (Brigham, Gapenski & Ehrhardt, 2001, p. 191).

Chance, Shynkevich e Yang (2011) e Bennet e Sias (2011) discordam do pensamento padrão em relação ao número de ativos ótimo para se obter a maior parte dos benefícios da diversificação, e comentam que é incorreto supor que um pequeno número de ativos seja suficiente. DeMiguel et al. (2009) também acreditam que é necessário que N seja grande para que uma carteira $1/N$ possa superar modelos de otimização de carteiras, uma vez que um N elevado aumenta o potencial de diversificação. Chance et al. (2011) e Bennet e Sias (2011) não pretendem mostrar que é mais vantajoso ter uma carteira com N muito grande, mas alertar para os perigos de o investidor acreditar que está bem diversificado com um portfólio com N igual a 10 ou 15 ativos, por exemplo.

Kritzman, Page e Turkington (2010) elencam qualidades das carteiras com pesos uniformes ($1/N$), como evitar a concentração excessiva e capturar os efeitos de reversão à média no rebalanceamento, pois compram-se ações que desvalorizaram mais e vendem-se as que mais valorizaram. Estratégias $1/N$ supõem que o investidor não tem ou não quer usar o conhecimento existente sobre as ações consideradas em consonância com o caso do investidor sem sofisticação. Pflug, Pichler e Wozabal (2012) utilizam a teoria das seleções racionais para demonstrar que as decisões ótimas de investimento tendem à estratégia de pesos uniformes para vários tipos de medidas de risco. Pflug et al. (2012) afirmam que esse é o caso nos problemas de otimização de portfólios e demonstram que, quando há incerteza sobre os retornos e também sobre sua distribuição, o que chamam de ambiguidade ou incerteza no sentido de Knight, a decisão ótima de investimento converge para carteiras $1/N$, à medida que a incerteza do modelo aumenta. Os autores alegam que padrões psicológicos que induzem o uso de pesos iguais ou enfoques que buscam uma explicação racional para isso são vertentes da literatura para explicar o sucesso dessa estratégia.

Brito (1989) afirma que carteiras com 8 a 15 ações para investidores individuais e institucionais, respectivamente, poderiam reduzir boa parte da volatilidade da ação típica. Oliveira e Paula (2008) consideram os custos em uma carteira de R\$ 50.000 de investidores individuais e afirmam que 6 ações reduzem o risco da carteira em 33%, bem como que há equilíbrio entre custos e benefícios da diversificação, com 12 ações. Definiu-se, assim, uma carteira pequena como aquela com N entre 6 e 16 e montante de R\$ 50.000.

Rubesam e Beltrame (2013) utilizaram retornos diários entre junho de 1998 e junho 2011, e consideraram todas as ações existentes no mercado brasileiro até o momento de pararem de negociar, diminuindo o viés de sobrevivência. Eles empregaram quatro métodos para formação das matrizes de covariância para calcular MVPs: RiskMetrics, encolhimento, amostral e uma variante do modelo *Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedasticity* (GARCH).

As carteiras foram rebalanceadas a cada semana, mês e trimestre. As MVP, com matriz de covariâncias amostral, apresentaram retorno ajustado ao risco superior ao Ibovespa e a uma carteira $1/N$. Os autores empregaram diversos tamanhos de portfólio entre 30 e o máximo possível, não contemplando carteiras com N pequeno. Battaglia (2013), por outro lado, usou carteiras $1/N$ selecionadas aleatoriamente com N igual a 10 com rebalanceamento trimestral e concluiu que elas superaram diversos FIAs de gestão ativa. Inclusive seus resultados também se mantêm para diversos períodos de rebalanceamento.

2.2 Regulação por incentivos e a eficiência na gestão de custos operacionais

De acordo com Joskow (2008), o principal objetivo da regulação no interesse público é estimular a empresa regulada a produzir de forma eficiente a partir de perspectivas de custo e qualidade (incluindo confiabilidade), precificar os serviços associados de forma eficiente e atingir essas metas de forma consistente com a satisfação de um equilíbrio econômico-financeiro para a empresa regulada que permita à ela cobrir seus custos de prestação de serviços e, ao mesmo tempo, restringir sua capacidade de exercer seu poder de mercado evitando, assim, a cobrança de preços excessivos dos consumidores.

Laffont e Tirole (1993) relatam que os governos, ao regulamentar um monopólio natural com custos desconhecidos, devem selecionar regras de incentivo que otimizem a extração de informações da concessão e induzindo, então, a redução e otimização dos custos.

2.2.1 Regulação por incentivos – Price cap

Segundo Pollitt (2007), a regulação por incentivos objetiva atender as necessidades dos investidores da concessão por meio de compensação financeira na gestão eficiente dos custos.

Ter-Martirosyan (2003) relata que dos regimes de regulamentação por incentivos o mais comumente usado na indústria de energia elétrica é o *price cap*. Neste caso, as tarifas iniciais são estabelecidas com base nos custos vigentes e, em seguida, as tarifas podem aumentar anualmente para capturar os efeitos da inflação, mas também precisam diminuir com o tempo para incentivar o aumento da produtividade.

O estudo de Cambini e Rondi (2009) mostra que sob o regime de regulação por incentivos na Europa os investimentos são maiores do que as concessões sob o regime de regulação conhecido como *Rate of return*. Balázs (2009) sugere que a implementação do regime *price cap* por um regulador aumenta substancialmente o volume de investimentos, sendo importante para o desenvolvimento e implantação de novas tecnologias.

2.2.2 Eficiência de custos operacionais

Conforme submódulo 2.2 Custos Operacionais do PRORET, os custos operacionais, para fins tarifários, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros, Outros custos operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de distribuição de energia elétrica. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais regulatórios busca definir o nível eficiente de custos de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e regulamentação, com o objetivo de assegurar uma prestação de serviço adequada e possibilitar a manutenção da capacidade operativa dos ativos durante toda a sua vida útil.

Na definição dos custos operacionais regulatórios, são observados os custos praticados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão. A identificação do nível eficiente de custos é obtida pela comparação entre as distribuidoras por meio de um método de *benchmarking* que leva em consideração os atributos de cada concessionária. A partir desses condicionantes é estabelecida uma meta de custos operacionais regulatórios a ser atingida ao longo do ciclo tarifário.

Desta forma, a regulação incentiva a eficiência na gestão dos custos operacionais no sentido de promover a redução de custos na gestão da concessão, sem perda da qualidade de serviço, promovendo ganho econômico aqueles concessionários que conseguirem praticar custos operacionais menores do que aqueles cobertos na tarifa. Ter-Martirosyan (2003) reforça que na regulação por incentivos, a empresa pode reduzir a qualidade do serviço para obter economias adicionais. Isso é amplamente reconhecido e muitos mitigadores devem ser usados pelo regulador para prevenir a deterioração da qualidade do serviço.

2.2.3 Eficiência de receitas irrecuperáveis (inadimplência)

A receita irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que possivelmente não será arrecadada em função da inadimplência por parte dos consumidores. No setor elétrico, as “receitas irrecuperáveis” foram consideradas na tarifa das concessionárias de distribuição para cobrir um custo adicional ao concessionário devido a uma parcela residual de inadimplência.

Os valores de receitas irrecuperáveis são parcialmente gerenciáveis pelas distribuidoras, pois há fatores externos que podem causar seu aumento ou diminuição em função, por exemplo, da complexidade socioeconômica da área de concessão. Esses fatores não estão presentes no território nacional de forma homogênea. (Nota Técnica nº 107/2015-SGT/SRM/ANEEL)

Desta forma, caso a distribuidora consiga obter um índice de inadimplência inferior ao considerado na tarifa terá obtido um ganho econômico.

2.2.4 Eficiência no combate a perdas (furtos) de energia

As regras para a definição das Perdas Não Técnicas Regulatórias são descritas no Submódulo 2.6 Perdas de Energia do PRORET. A abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é o da análise comparativa – *yardstick competition*¹. Essa comparação é efetuada a partir da construção de um ranking de complexidade das áreas de concessão, que permite aferir a eficiência de cada distribuidora no combate às perdas não técnicas.

Segundo Fernandes (2017), a incidência de violência em áreas de favelas ou ocupadas de forma ilegal pode contribuir para elevar o nível das perdas não técnicas, uma vez que as organizações criminosas proíbem a entrada das concessionárias para multar ou cortar a energia dos consumidores que estão realizando fraudes.

Neste sentido, Kaufmann et al. (1999) relatam que o furto de energia possui uma estreita relação com a percepção de governança, havendo alto nível de perdas em países cuja população sinta pouca presença governamental, baixa efetividade de deveres, instabilidade política e altos índices de corrupção.

A partir da análise comparativa a ANEEL define uma meta de perdas não técnicas, que se trata de um nível de referência de uma área de concessão específica. Caso os níveis regulatórios atuais estejam acima da meta de perdas não técnicas são definidas trajetórias de redução dos níveis regulatórios com o objetivo de alcançar as metas em certo período. Essas trajetórias não podem superar os limites definidos pela ANEEL. Caso isso aconteça a distribuidora incorrerá em perda de eficiência considerando que terá um custo de energia superior a cobertura tarifária.

2.3 Teoria da complexidade – Modelo Cynefin

Snowden (2007) trabalha a complexidade como mais uma maneira de pensar sobre o mundo do que uma nova maneira de trabalhar com modelos matemáticos. Segundo o autor, há mais de um século, Frederick Winslow Taylor, o pai da administração científica, revolucionou a liderança. Ele relata que hoje, os avanços na ciência da complexidade, combinados com o conhecimento das ciências cognitivas, estão transformando o campo mais uma vez. A complexidade está preparada para ajudar os líderes atuais e futuros a compreenderem a tecnologia avançada, a globalização, os mercados complexos, a mudança cultural e muito mais. Desta forma, segundo Snowden (2007), a ciência da complexidade pode ajudar todos nós a enfrentar os desafios e oportunidades que enfrentamos em uma nova época da história humana.

De acordo com o artigo, “*A leader’s framework for decision making*”, um sistema complexo tem as seguintes características:

¹ *Yardstick competition* descreve a regulação simultânea de empresas idênticas ou similares. Sob este esquema, as recompensas de uma determinada firma dependem de sua posição frente a uma firma-sombra, construída a partir da média ponderada das escolhas de outras firmas do grupo. Cada firma é assim forçada a competir com sua firma de sombra. Se as empresas são idênticas, ou se a heterogeneidade é contabilizada correta e completamente, o resultado do equilíbrio é eficiente (Shleifer, 1985).

- a) envolve muitas interações de elementos;
- b) as interações são não-lineares e pequenas alterações podem produzir consequências desproporcionais;
- c) o sistema é dinâmico, o todo é maior que a soma de suas partes e as soluções não podem ser impostas; ao contrário, eles surgem das circunstâncias. Isso é frequentemente chamado de emergência;
- d) o sistema tem uma história e o passado é integrado ao presente; os elementos evoluem uns com os outros e com o meio ambiente; e a evolução é irreversível;
- e) embora um sistema complexo possa, em retrospecto, parecer ordenado e previsível, a retrospectiva não leva à previsão porque as condições e sistemas externos mudam constantemente;
- f) ao contrário de sistemas ordenados (onde o sistema restringe os agentes), ou sistemas caóticos (onde não há restrições).

Snowden (2007) relata em seu estudo que em um sistema complexo, os agentes e o sistema restringem-se uns aos outros, especialmente ao longo do tempo significando que não podemos prever o que vai acontecer.

O objetivo da estrutura do *Cynefin* de Snowden é ajudar os líderes a determinar o contexto operativo predominante para que eles possam fazer as melhores escolhas de gestão. Cada domínio requer ações diferentes.

De acordo com Snowden (2007), contextos simples e complicados assumem um universo ordenado, onde as relações de causa e efeito são perceptíveis, e respostas corretas podem ser determinadas com base nos fatos. Contextos complexos e caóticos não são ordenados. Não há aparente relação imediata entre causa e efeito, e o caminho a seguir é determinado com base em padrões emergentes. O mundo ordenado é o mundo do gerenciamento baseado em fatos; o mundo não ordenado representa padrão baseado em gestão.

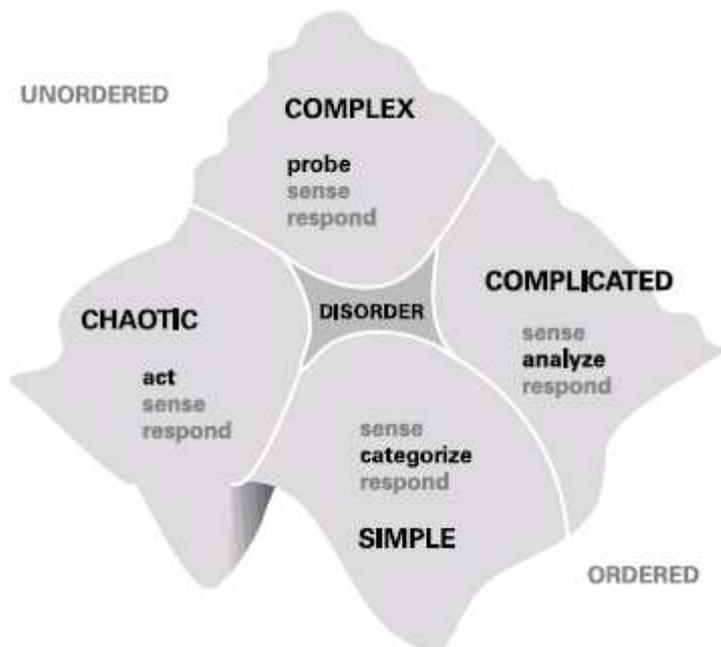


Figura 2. Modelo *Cynefin*.

Nota. Snowden (2007).

A estrutura do *Cynefin* estabelece algumas ferramentas necessárias para se trabalhar em ambientes complexos:

- a) **discussões abertas:** contextos complexos exigem mais comunicação interativa do que qualquer um dos outros domínios;

- b) **defina as barreiras:** barreiras limitam ou delinham o comportamento. Uma vez que as barreiras são estabelecidas, o sistema pode se auto-regular dentro desses limites;
- c) **estímule atratores:** atratores são fenômenos que surgem quando pequenos estímulos e sondas (sejam de líderes ou outros) ressoam com as pessoas. À medida que os atratores ganham força, eles fornecem estrutura e coerência;
- d) **incentivar a dissidência e a diversidade:** a dissidência e o debate formal são ativos de comunicação valiosos em contextos complexos porque estimulam o surgimento de padrões e ideias bem forjados;
- e) **gerencie as condições iniciais e monitore a emergência:** como os resultados são imprevisíveis em um contexto complexo, os líderes precisam se concentrar na criação de um ambiente a partir do qual coisas boas possam surgir, em vez de tentar gerar resultados predeterminados e possivelmente perder oportunidades que surjam inesperadamente.

Com isso, a atuação em ambientes complexos se torna muito mais desafiadora uma vez que não há previsibilidade de ações, sendo necessário uma gestão inovadora, com discussões amplas e abertas para que os obstáculos sejam transponíveis e os desafios sejam alcançados.

2.3.1 Ranking de complexidade socioeconômica

A principal função do índice de Complexidade Socioeconômica da ANEEL é viabilizar a análise comparativa entre as distribuidoras no que tange ao grau de dificuldade para se combater o furto de energia. Além disso, permite estabelecer metas ou limites de redução que respeitem a realidade socioeconômica de cada área de concessão.

O índice é composto por uma combinação linear de variáveis socioeconômicas que têm por objetivo explicar a parcela do furto de energia de cada distribuidora que não está relacionada à gestão da concessionária. Para obtê-lo, a ANEEL utilizou um modelo de análise de regressão por dados em painel, decorrente da necessidade de se identificar quais são as variáveis que explicam os furtos de energia e os respectivos pesos dessas variáveis. Quanto maior o índice, maior a dificuldade enfrentada pela concessionária no combate aos furtos (Nota Técnica no 188/2014-SRE/ANEEL).

De acordo com Huback (2018), o índice de complexidade socioeconômica é construído a partir de oito variáveis socioeconômicas independentes, as quais são: óbitos por agressão; coleta de lixo urbano; % de pessoas com renda per capita inferior a 1/2 salário mínimo; índice de Gini; % de pessoas em domicílios subnormais; inadimplência do setor de crédito; mercado baixa renda/mercado B1; e mercado baixa renda/mercado de Baixa Tensão.

Segundo Araújo (2007), o problema de perdas e inadimplência é comum a todas as concessionárias, significando um grande sumidouro de recursos financeiros, humanos e operacionais em função de sua magnitude. Fatores como desenvolvimento econômico, violência urbana e nível de escolaridade influenciam diretamente neste tema. Neste sentido, o combate ao furto de energia é fundamental para a sustentabilidade econômica e financeira das distribuidoras. Considerando que a remuneração pelo investimento na rede e ganhos pelos esforços de eficiência na gestão se dá pelo consumo de energia com a consequente medição, faturamento e recebimento dos clientes, o combate aos furtos de energia garante que os recursos financeiros necessários para a gestão das distribuidoras fluam para as concessionárias. Um nível elevado de furtos compromete o retorno do investimento. Com isso, em áreas de elevada complexidade socioeconômica tende a ser mais difícil controlar as perdas de energia e rentabilizar o negócio.

O Ranking de Complexidade Socioeconômica de acordo com o Submódulo 2.6 Perdas de Energia do PRORET foi construído considerando modelo econométrico com base nas dimensões violência, desigualdade, informalidade e infraestrutura. O resultado é apresentado conforme segue:

Empresa	Índice de Complexidade
----------------	-------------------------------

CELPA	0,503
LIGHT	0,377
AMAZONAS ENERGIA	0,364
CEMAR	0,315
CELPE	0,313
COELBA	0,284
CEAL	0,266
ELETROPAULO	0,265
CEPISA	0,257
COELCE	0,253
ELETROACRE	0,243
ESCELSA	0,235
ESSE	0,224
AMPLA	0,218
EPB	0,197
CERON	0,191
CEEE – D	0,179
COSERN	0,177
BANDEIRANTE	0,172
CPFL PIRATININGA	0,170
CEB	0,166
CEMIG	0,147
CELTINS	0,139
CEMAT	0,122
ELEKTRO	0,106
COPEL	0,105
EMG	0,091
RGE SUL	0,089
CPFL PAULISTA	0,080
CELESC	0,077
CELG – D	0,075
ENERSUL	0,063

Figura 3. Ranking de Complexidade Socioeconômica do Grupo I.

Nota. Submódulo 2.6 Perdas de Energia do PRORET (ANEEL, 2015).

As empresas são comparadas conforme o seu porte, sendo consideradas de maior porte (Grupo 1) aquelas que possuam mercado de baixa tensão maior que 1.000 GWh/ano e atendam mais de 500 mil unidades consumidoras ou que possuam mais do que 15.000 km de rede elétrica, conforme a Figura 1. As demais empresas são consideradas do Grupo 2. As empresas objeto deste estudo são aquelas do Grupo 1 representadas por 32 empresas.

Huback (2018) argumenta que o índice de complexidade socioeconômico da ANEEL não compreende as especificidades de todas as distribuidoras brasileiras e não permite o tratamento regulatório diferenciado para áreas com severas restrições à operação como, por exemplo, a Light que apresenta problemas de violência e informalidade em sua área de concessão que não conseguem ser capturados pelas oito variáveis socioeconômicas do modelo de complexidade, e com isso uma parte das perdas não é repassada para a tarifa, ocasionando prejuízo para a distribuidora.

2.4 *Economic Added Value* e a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica

O estudo sobre a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras possui diversas referências acadêmicas e, segundo Rocha, Camacho e Fiuza (2006), se justifica para avaliar

se, no longo prazo, o ente regulado privado recupera ao menos seu custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, o risco do negócio, o risco regulatório e outros específicos dos projetos em que opera. Para que haja a recuperação do investimento, segundo Viljainen (2006), os sinais diretivos da regulação precisam permanecer consistentes a fim de garantir que as empresas de distribuição sejam capazes de avaliar as consequências econômicas de longo prazo de suas decisões de investimento.

Na pesquisa realizada em meados dos anos 2000, Rocha, Camacho e Fiuza (2006) já entendiam que a metodologia de estimação da taxa de remuneração de capital (ou custo de capital) podia ser aprimorada por meio de uma série de ajustes, de forma a se alinhar com as melhores práticas da teoria de finanças e economia de regulação, e, principalmente, fornecendo maior embasamento para a discussão de alguns elementos da metodologia que se consideram importantes ressaltando que, apesar da dificuldade, o alinhamento de forma consistente ao custo de oportunidade efetivo do setor é questão essencial, em especial no Brasil, tendo em vista a necessidade de novos investimentos para a expansão do sistema. Erros nessa tarefa podem prejudicar tanto a competição por preços excessivamente altos quanto os investimentos através do estabelecimento de tarifas não atrativas para o investidor em infraestrutura.

Carvalho et al. (2014) concluiu em seu estudo que a área de concessão de cada empresa também tem influência no custo de capital além de identificar diferenças entre o custo de capital apurado pelo método tradicional da Teoria de Finanças e o método da ANEEL encontrando alinhamento aos argumentos de Rocha, Camacho e Fiuza (2006) de que é preciso realizar ajustes no formato de apuração do custo de capital pela agência reguladora. Na ausência desses ajustes, há sinais de que as distribuidoras de energia elétrica brasileira possam não estar conseguindo a taxa mínima de retorno necessária para seu investimento, como anteriormente identificado por Rocha, Bragança e Camacho (2007).

Rocha, Bragança e Camacho (2006) analisaram o setor brasileiro de distribuição de energia elétrica, de 1998 a junho de 2005, de forma a procurar responder se a rentabilidade do setor foi condizente com a racionalidade econômico-financeira entre risco e retorno concluindo que a remuneração do capital nesse segmento, no Brasil, foi sistematicamente negativa até 2003. O estudo também questionou a provável influência de efeitos regulatórios, provenientes dos regimes de *price-cap* e *cost-plus*, na rentabilidade financeira das concessionárias, uma vez que o retorno sobre o capital investido apresentou mais uniformidade nas empresas americanas, que estão sob uma regulação por taxa interna de retorno ou *cost-plus*, do que as chilenas e especialmente as brasileiras, sob uma regulação *price-cap* híbrida.

Taffarel, Silva e Clemente (2013) evidenciaram nos resultados de sua pesquisa que o risco regulatório não é irrelevante para a rentabilidade das ações das 8 empresas brasileiras de energia elétrica estudadas, levando-se em consideração que os estudos específicos sobre a eficiência do mercado acionário brasileiro convergem no sentido de considerá-la fraca e, dessa forma, tem-se a possibilidade de que a informação sobre os eventos regulatórios cheguem a alguns agentes antes mesmo de sua publicação e que, após a publicação, a informação vá sendo gradualmente difundida, fazendo com que os possíveis impactos sejam lentamente absorvidos pelo mercado, não podendo ser, portanto, capturados.

Estudos internacionais também apontam dificuldades em remunerar adequadamente as concessões de serviços públicos. Sirtaine et al. (2005), relata em seu estudo realizado com concessionárias da América Latina que, contrariamente às percepções do público em geral, a rentabilidade das concessões de infraestrutura operadas por empresas privadas foi modesta e que, de fato, para uma série de concessões, os retornos ficaram abaixo do custo de capital. Complementa com a constatação de que a variação dos retornos entre as concessões pode ser parcialmente explicada pela qualidade da regulamentação mostrando que quanto melhor a qualidade da regulação, mais próximo o alinhamento entre rentabilidade e custos de capital.

Com relação a especificidade dos negócios em concessões de infraestrutura, de acordo com o estudo de Rothballer (2012), há nesses negócios um alto nível de risco idiossincrático que pode

ser atribuído ao risco de construção, alavancagem operacional, regulação discricionária e baixa diversificação. Para lidar com os riscos idiossincráticos significativos, os investidores devem seguir uma abordagem sofisticada de investimento em infraestrutura, incluindo estratégias e metodologias apropriadas de gerenciamento de risco.

O indicador EVA® também pode ser utilizado no estudo de rentabilidade do setor elétrico. Assunção, Takamatsu e Bressan (2015) sugerem em seu estudo avaliar a rentabilidade do setor elétrico por meio do índice de comparação utilizando o Valor Econômico Agregado (“*Economic Value Added*”, ou EVA®).

Steward (2011) verificou que o cálculo de rentabilidade segundo o EVA® para uma amostra de 22 empresas privadas do Setor Elétrico Brasileiro revelou que o retorno do setor não tem sido suficiente para remunerar adequadamente todos os custos incorridos. Com exceção dos últimos três anos (2007 a 2009), a rentabilidade do setor elétrico foi sistematicamente inferior aos custos totais das empresas.

Em estudo com 52 empresas de capital aberto do setor elétrico, Corrêa, Neto, Nakao e Osajima (2012) revelaram que houve EVA® positivo em 41,82% dos demonstrativos analisados. Abreu et al. (2009) complementa que se sabe que o valor agregado à empresa no final de cada ano, EVA®, é uma função não só da otimização dos gastos da empresa, mas também de uma evolução do mercado de distribuição de energia.

2.4.1 Custo de oportunidade de capital

Segundo Neto, Lima e Araújo (2008), o custo total de capital de uma empresa representa as expectativas mínimas de remuneração das diversas fontes de financiamento, sejam elas próprias ou de terceiros, lastreando suas operações, sendo um conceito essencial para toda decisão financeira e podendo ser entendido como o retorno médio exigido pelo investidor.

É de fundamental importância que os administradores conheçam o custo de oportunidade de capital de seus acionistas e credores. Schmidt, Santos e Martins (2006) relatam que a administração da companhia, ao orientar a empresa para a geração de valor para o acionista, passa a ter uma postura diferente, pois todas as suas decisões devem estar fundamentadas no fato de agregar ou não valor para o acionista, ou seja, a administração passa a tomar decisões orientadas para aumentar a mais-valia da empresa.

Para a definição do custo de capital

um quesito fundamental na definição do custo de oportunidade é a comparação de investimentos de riscos semelhantes. Não faz sentido comparar a taxa de retorno de uma decisão com risco com os ganhos oferecidos por uma alternativa sem risco (títulos públicos, por exemplo). A diferença entre essas taxas é mais bem entendida como um prêmio pelo risco incorrido, e não como um custo de oportunidade. Alternativas com diferentes níveis de risco, por outro lado, não permitem uma comparação homogênea dos retornos produzidos, distorcendo o conceito de custo de oportunidade na avaliação da atratividade econômica de um investimento. (Neto, 2003, p.171)

Ainda neste sentido, Blatt (2000) afirma que o acionista tem, em tese, duas opções para seu dinheiro sendo uma aplicando na empresa e a outra, investindo no mercado financeiro. A escolha da primeira opção sempre deve resultar em uma remuneração superior a investimentos de menos risco, como por exemplo, títulos do governo.

Neto (2003) conclui que uma empresa é considerada como criadora de valor quando for capaz de oferecer a seus proprietários de capital (credores e acionistas) uma remuneração acima de suas expectativas mínimas de ganhos.

2.4.2 Economic Value Added – EVA®

Segundo Tsuji (2006) o *Economic Value Added*, conhecido como EVA®, é uma marca registrada de Stern Stewart & Co e foi criado para medir o desempenho de uma organização com a premissa de avaliar se o resultado operacional após os impostos (NOPAT) excede o custo de capital.

Stewart (1990), ao defender a adoção do EVA relata que:

A administração deveria se focar na maximização de uma medida chamada valor econômico adicionado (EVA®), que resulta da diferença entre o lucro operacional e o custo de todo o capital empregado para produzir esse lucro. O EVA® crescerá se o lucro operacional puder ser aumentado sem empregar mais capital, se novos capitais puderem ser investidos em projetos que rendam mais do que o custo total do capital e se o capital puder ser retirado das unidades de negócios que não gerem retornos adequados.

Araújo e Neto (2003) relatam que a comparação de indicadores de desempenho pode estar consubstanciada em um sistema de gestão. Nesse sistema de gestão, o valor econômico agregado, é conceituado como uma medida de desempenho econômico. Dois princípios básicos de finanças empresariais podem ser cobertos quando se trabalha com valores de EVA® projetado. São eles: (i) maximização da riqueza dos acionistas; (ii) apuração do valor da empresa que depende do retorno futuro esperado pelos investidores, excluído o custo do capital.

Stewart (1991), relata que alguns ajustes contábeis são requeridos no NOPAT para dar origem à versão do EVA do lucro operacional antes dos impostos, do qual os impostos são deduzidos. Se faz necessário ajustar, por exemplo, receitas operacionais, amortização de ágio, provisão para devedores duvidosos, dentre outros.

Já Ehrbar (1999) retrata o EVA® como uma medida de desempenho que, em sua forma mais fundamental é a simples noção de lucro residual, ou seja, para que investidores realizem uma taxa de retorno adequada, o retorno deve ser grande o suficiente para compensar o risco, sendo, assim, o lucro residual zero se o retorno operacional de uma empresa for apenas igual ao retorno exigido em troca do risco.

Como os demais indicadores que medem o desempenho econômico das empresas, também há uma fórmula para quantificar o EVA®. Isto é importante porque traduz em percentuais o retorno que o montante de capitais investidos está proporcionando. Esse percentual, ao ser comparado com o custo estimado para o capital próprio, permite concluir se o EVA® gerado é positivo ou negativo. (Schmidt, Santos & Martins, 2006).

De acordo com Neto (2003), o cálculo do EVA® exige o conhecimento do custo total de capital da empresa, o qual é determinado pelo custo de cada fonte de financiamento (própria e de terceiros) ponderado pela participação do respectivo capital no total do investimento realizado (fixo e de giro). Neste sentido, representa, assim, em essência, o custo de oportunidade do capital aplicado por credores e acionistas como forma de compensar o risco assumido no negócio.

Segundo Ehrbar (1999), o cálculo do EVA® é representado conforme segue:

$$\text{EVA} = \text{NOPAT} - C\%(\text{TC}) \quad (6)$$

onde:

EVA – *Economic Value Added*;
NOPAT – *resultado operacional líquido depois dos impostos*;
C% – *percentual do custo de capital*; e
TC – *total de capital aplicado na empresa*.

Conforme Young e O’Byrne (2003), o EVA® se baseia na noção de lucro econômico, que considera que a riqueza é criada apenas quando a empresa cobre todos os seus custos operacionais e o custo do capital, sendo similar à mensuração contábil convencional do lucro, mas com uma importante diferença: o EVA® considera o custo de todo o capital, enquanto o lucro líquido divulgado nas demonstrações financeiras da empresa, apenas os juros ignorando o custo do capital próprio.

“O EVA® também é capaz de revelar inúmeras outras oportunidades de ganhos econômicos, como as provenientes de uma melhor gestão do risco, a escolha da melhor estrutura de capital, maior giro, entre outras, não vislumbradas pelos indicadores financeiros tradicionais” (Neto, 2003, p.183). Neste sentido, Schmidt, Santos e Martins (2006) argumentam que a ideia por detrás do EVA® é que os acionistas devem ganhar um retorno que compense os riscos incorridos.

“O EVA® é de fácil compreensão, pois simplesmente toma-se o lucro operacional e se desconta o encargo pelo custo do capital. A principal razão de o EVA® ser fácil de comunicar é que se inicia com o conceito de lucro operacional e simplesmente acrescenta mais uma despesa, que é o encargo pelo custo do capital. A versão de lucro operacional utilizada no EVA® é o lucro operacional líquido após os impostos, ou NOPAT” (Ehrbar, 1999).

O capital investido em uma empresa não se resume apenas ao investimento dos acionistas, mas também empréstimos obtidos. Young e O’Birne (2003) relatam que o capital investido é a soma de todos os financiamentos da empresa, apartados dos passivos não-onerosos de curto prazo, como contas a pagar a fornecedores e provisões para salários e imposto de renda. Ou seja, o capital investido é igual à soma do patrimônio líquido que pertence ao investidor com os empréstimos e financiamentos, de curto e longo prazos, pertencentes a credores.



Figura 4. Modelo EVA.

Nota. Stewart (2010)

Segundo Neto (2003), na medida em que o ambiente econômico e financeiro se torna mais complexo, as empresas têm a necessidade de mudar sua postura convencional de busca do lucro para uma gestão baseada na criação de valor e a geração de riqueza para seus acionistas.

Curadi et al. (2017) faz uma correlação entre resultados positivos e negativos de EVA®. Quando este for positivo, significa que a empresa gerou valor suficiente para cobrir todos os custos de capital, remunerar os acionistas e maximizar suas riquezas, em contrapartida, quando for negativo, significa que a empresa não gerou valor suficiente para cobrir os custos de capital e está destruindo a riqueza dos acionistas. Desta forma, percebe-se que o EVA® é um importante indicador de performance para medir a eficácia da gestão financeira e do controle de resultado, facilitando para os acionistas e investidores tomarem decisões estratégicas acerca da rentabilidade de seus investimentos.

A Tabela 1 sumariza os principais conceitos e benefícios do uso do EVA® como indicador de rentabilidade e desempenho, conforme segue:

Tabela 1

Principais conceitos e benefícios do uso do EVA®

Autores	Ano	Achados
Stewart	1990	A administração deveria se focar na maximização de uma medida chamada valor econômico adicionado (EVA®)
Stewart	1991	Ajustes contábeis são requeridos no NOPAT para dar origem à versão do EVA do lucro operacional antes dos impostos, do qual os impostos são deduzidos.
Ehrbar	1999	Para que investidores realizem uma taxa de retorno adequada, o retorno deve ser grande o suficiente para compensar o risco
Ehrbar	1999	A principal razão de o EVA® ser fácil de comunicar é que se inicia com o conceito de lucro operacional e simplesmente acrescenta mais uma despesa, que é o encargo pelo custo do capital.
Araújo e Neto	2003	Dois princípios básicos de finanças empresariais podem ser cobertos quando se trabalha com valores de EVA® projetado. São eles: (i) maximização da riqueza dos acionistas; (ii) apuração do valor da empresa que depende do retorno futuro esperado pelos investidores, excluído o custo do capital.
Neto	2003	O cálculo do EVA® representa, em essência, o custo de oportunidade do capital aplicado por credores e acionistas como forma de compensar o risco assumido no negócio.
Young e O'Byrne	2003	O EVA® considera o custo de todo o capital, enquanto o lucro líquido divulgado nas demonstrações financeiras da empresa, apenas os juros ignorando o custo do capital próprio.
Young e O'Byrne	2003	O capital investido é a soma de todos os financiamentos da empresa, apartados dos passivos não-onerosos de curto prazo, como contas a pagar a fornecedores e provisões para salários e imposto de renda.
Neto	2003	Na medida em que o ambiente econômico e financeiro se torna mais complexo, as empresas têm a necessidade de mudar sua postura convencional de busca do lucro para uma gestão baseada na criação de valor e a geração de riqueza para seus acionistas.
Tsuji	2006	Criado para medir o desempenho de uma organização com a premissa de avaliar se o resultado operacional após os impostos (NOPAT) excede o custo de capital.
Schmidt, Santos e Martins	2006	O percentual de EVA®, ao ser comparado com o custo estimado para o capital próprio, permite concluir se o EVA® gerado é positivo ou negativo
Schmidt, Santos e Martins	2006	A ideia por detrás do EVA® é que os acionistas devem ganhar um retorno que compense os riscos incorridos.
Curadi et. al	2017	Percebe-se que o EVA® é um importante indicador de performance para medir a eficácia da gestão financeira e do controle de resultado, facilitando para os acionistas e investidores tomarem decisões estratégicas acerca da rentabilidade de seus investimentos.

3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

3.1 Delimitação da pesquisa

O estudo pretende relacionar o ranking de complexidade socioeconômica das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas pela ANEEL no Grupo I, ou seja, as concessionárias de grande porte que operam em mercados com baixa tensão superiores a 1.000 GWh/ano e atendam mais de 500 mil unidades consumidoras que representam 97% do mercado de distribuição do país (ANEEL, 2018), com a sua respectiva rentabilidade econômica, calculada pela abordagem ajustada do *Economic Value Added* - EVA®, utilizando-se como custo de capital o *WACC* calculado pela ANEEL, base para remuneração das concessionárias. Desta forma, de acordo com Gil (1999), a vinculação de características de determinada população com o estabelecimento de relações entre variáveis caracteriza a pesquisa como descritiva. A utilização de concessionárias que compõe apenas o Grupo I, representadas pelas 32 maiores concessões de distribuição de energia elétrica do Brasil, se sustenta na conclusão da pesquisa de Arcos-Vargas et al. (2017) onde apontou-se potenciais diferenças na rentabilidade de concessões grandes e pequenas quando estudado o mercado espanhol.

3.2 Coleta e tratamento de dados e Tipologia de pesquisa

Considerando que os investimentos no segmento de distribuição compreendem retorno de longo prazo, os montantes relacionados a investimento na concessão serão coletados nas Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR de cada Companhia com o objetivo de obter o saldo líquido dos investimentos atualizados a Valor Novo de Reposição – VNR homologados pela Agência, assim como as respectivas depreciações regulatórias.

Neste sentido, o objeto da pesquisa é identificar se as distribuidoras de energia elétrica mais complexas obtêm uma maior rentabilidade em suas operações, sendo necessário efetuar uma análise de conteúdo nos resultados financeiros coletados para garantir a comparabilidade dos dados. Isto porque as empresas podem ter diferentes políticas contábeis para assuntos correlacionados. Desta forma, para o cálculo do NOPAT regulatório da Concessão, essencial para o cálculo do EVA®, todos os resultados de natureza regulatória serão considerados dentro do resultado operacional independente da política contábil adotada pela concessionária, a saber: Multas e acréscimos moratórios sobre energia vendida e Atualização de Ativos e Passivos Setoriais. Ainda assim, para garantir que não haja influência de resultado decorrente da atualização do Ativo Financeiro Indenizável pelo Poder Concedente decorrente do tempo de concessão remanescente, os montantes relacionados a este assunto serão expurgados dos resultados operacionais das empresas. Finalmente, considerando que as receitas auferidas pelas concessionárias são atualizadas pelo Valor Novo de Reposição – VNR homologado pela ANEEL, faz-se necessário também ajustar o capital investido na concessão e, conseqüentemente, o resultado de depreciação pelo VNR. Sendo assim, será expurgado do resultado operacional societário a depreciação/amortização societária e adicionada a depreciação obtida da DCR.

Desta forma, o resultado regulatório do NOPAT da Concessão será calculado pela seguinte fórmula:

$$\text{NOPAT} = \text{EBIT DCS} + \text{Depreciação DCS} - \text{Depreciação DCR} + \text{Multas e acréscimos moratórios (se Resultado Financeiro)} + \text{Atualização de Ativos e Passivos Setoriais (se Resultado Financeiro)} - \text{Atualização do Ativo Financeiro Indenizável} \quad (7)$$

Além do investimento atualizado pelo VNR, também será considerado no capital investido (TC) o montante relacionado a Capital de Giro relacionado as atividades regulatórias, identificados nas demonstrações financeiras pelas seguintes contas: Contas a Receber de Consumidores e

Concessionárias; Ativos e Passivos Financeiros Setoriais; Encargos Setoriais a Pagar; e Fornecedores.

De acordo com Beuren (2006), a pesquisa documental é utilizada com certa frequência, sobretudo quando se deseja analisar o comportamento de determinado setor da economia, como os aspectos relacionados à situação patrimonial, econômica e financeira. Considerando o objetivo de pesquisa de se vincular relatórios regulatórios e societários para averiguar a rentabilidade das empresas, esta pesquisa se classifica como documental quanto aos procedimentos de coleta de dados. A abordagem do problema de pesquisa será quantitativa, tendo em vista que serão utilizados métodos estatísticos para medir a relação entre o ranking de complexidade socioeconômica e a capacidade de agregação de valor econômico das distribuidoras de energia elétrica. Conforme Beuren apud Richardson (2006), a abordagem quantitativa tem a intenção de garantir a precisão dos resultados, evitar distorções de análise e interpretação, possibilitando uma margem de segurança sobre às inferências efetuadas.

3.3 Procedimentos estatísticos

O Ranking de complexidade socioeconômica será obtido por meio de consulta aos regulamentos da ANEEL. A rentabilidade das concessionárias será obtida a partir do cálculo do *Economic Value Added* (EVA®) mensurado por meio da aplicação da fórmula $EVA = NOPAT - C\%(TC)$ utilizando dados ajustados de resultados operacionais societários e de capital regulatório coletados nas Demonstrações Financeiras Societárias (DCS) e Regulatórias (DCR) das Companhias no período entre 2015 e 2018, que compreende a vigência do custo de capital de 8,09% a.a. após impostos (C%) atualmente estabelecido pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 648 de 3 de fevereiro de 2015, preservando, assim, a unidade do regime tarifário entre as empresas. Assim, será obtido o EVA® de cada Concessão na ótica de resultado operacional e custo de capital da ANEEL, capturando, assim, a visão regulatória de desempenho econômico-financeiro.

O indicador de rentabilidade será calculado e testado a partir do rácio $EVA®/Capital(TC)$, para avaliar a capacidade de criação de valor agregado proporcional ao montante investido em cada concessão, por meio de aplicação da taxa de custo de capital regulamentada pela ANEEL. Este indicador será comparado com o ranking de complexidade socioeconômica da ANEEL por meio de análise descritiva. Segundo Contandriopoulos et al. (1994), a análise descritiva dos dados é utilizada para relatar o comportamento de uma variável em uma população ou no interior de uma subpopulação, utilizando para a análise dos dados os instrumentos disponibilizados pela estatística. Para tal, será utilizado o método estatístico de análise de Regressão Linear, avaliando se a variável independente “Rentabilidade”, se relaciona com a variável dependente “Complexidade Socioeconômica”.

3.4 Hipóteses levantadas na pesquisa

Segundo Sharpe, Veaux e Velleman (2011), a hipótese nula, que denotamos H_0 , especifica um parâmetro do modelo populacional e propõe um valor para ele. Geralmente, escrevemos a hipótese nula sobre uma proporção na forma $H_0: p = p_0$. Essa é uma maneira concisa de especificar os dois fatores de que mais precisamos: a identidade do parâmetro que esperamos conhecer (a verdadeira proporção) e o valor hipotético específico para aquele parâmetro. A hipótese alternativa, que denotamos H_1 , contém os valores do parâmetro que consideramos plausíveis se rejeitarmos a hipótese nula.

As hipóteses a serem testadas serão:

Teste 1: População de distribuidoras do Grupo I

H0: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

H1: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

As empresas que compõem esta amostra são aquelas relacionadas na Figura 3.

Teste 2: População de distribuidoras do Grupo I de capital privado

H0: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, que possuem controle de capital de origem privada, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

H1: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, que possuem controle de capital de origem privada, tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

As empresas que compõem esta amostra são LIGHT, CEMAR, CELPE, COELBA, ELETROPAULO, COELCE, ESCELSA, ESE, AMPLA, EPB, COSERN, Bandeirante, CPFL Piratininga, CELTINS, CEMAT, ELEKTRO, EMG, RGE Sul, CPFL Paulista e ENERSUL.

Teste 3: População de distribuidoras do Grupo I de capital público

H0: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, que possuem controle de capital de origem pública, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

H1: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, que possuem controle de capital de origem pública, tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

As empresas que compõem esta amostra são CELPA, Amazonas Energia, CEAL, CEPISA, ELETROACRE, CERON, CEEE – D, CEB, CEMIG, COPEL, CELESC e CELG - D.

Teste 4: População de distribuidoras do Grupo I segregado por Grupo Econômico

H0: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, do Grupo Econômico X, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

H1: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, do Grupo Econômico X, tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

As empresas que compõem esta amostra foram segregadas por Grupo Econômico conforme segue:

1. Grupo CPFL contém as empresas CPFL Piratininga, RGE Sul e CPFL Paulista.
2. Grupo Neoenergia é formado pelas distribuidoras CELPE, COELBA, COSERN e ELEKTRO.
3. Grupo Eletrobrás pelas distribuidoras CELPA, Amazonas Energia, CEAL, CEPISA, ELETROACRE, CERO e CELG -D.
4. Energisa contém ESE, EPB, CELTINS, CEMAT, EMG e ENERSUL.

Os Grupos Econômicos que possuem 2 ou 1 empresa não estão aptos a serem testados nesta hipótese tendo em vista que não há graus de liberdade suficiente para o cálculo da Regressão Linear Simples.

Teste 5: População de distribuidoras do Grupo I do *Cluster* Sul/Sudeste/DF

H0: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, do *Cluster* Sul/Sudeste/DF, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

H1: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, do *Cluster* Sul/Sudeste/DF, tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

As empresas que compõem esta amostra são LIGHT, ELETROPAULO, ESCELSA, AMPLA, Bandeirante, CPFL Piratininga, ELEKTRO, EMG, RGE Sul e CPFL Paulista.

Teste 6: População de distribuidoras do Grupo I do *Cluster* Norte/Nordeste

H0: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, do *Cluster* Norte/Nordeste, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

H1: A rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, do *Cluster* Norte/Nordeste, tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

As empresas que compõem esta amostra são CEMAR, CELPE, COELBA, COELCE, ESE, EPB, COSERN, CELTINS, CEMAT, e ENERSUL.

Com isso, busca-se testar na próxima seção, sob vários aspectos, sejam eles de natureza política, econômica ou geográfica, a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras sob a ótica regulatória de custo de capital e desempenho econômico-financeiro.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, serão apresentadas as análises descritivas dos dados a partir dos resultados do cálculo do EVA® das empresas bem como da aplicação da Regressão Linear Simples sobre os indicadores de Rentabilidade e Complexidade Socioeconômica de acordo com os testes de hipóteses propostos. Os resultados foram obtidos a partir da utilização do *software* Microsoft Excel®.

4.1 Análise do resultado do *Economic Value Added* – EVA®

Para a aplicação do cálculo do EVA® foi necessário efetuar ajustes no resultado operacional das concessionárias considerando a diferença entre as políticas contábeis adotadas pelas empresas, a fim de refletir um resultado operacional uniforme e comparável, garantindo o tratamento de todos os resultados de origem regulatória no resultado do NOPAT. Assim, a depreciação foi atualizada a Valor Novo de Reposição – VNR obtida da contabilidade regulatória, neutralizando no resultado os efeitos inflacionários decorrente da avaliação a custo histórico dos investimentos na rede da contabilidade societária. Outros temas vinculados a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, como atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais e os acréscimos moratórios cobrados de clientes inadimplentes, que comumente são classificados no resultado financeiro pelas concessionárias também foram reclassificados. Outro ajuste aplicado foi a exclusão da Receita com atualização do Ativo Financeiro Indenizável, considerando que este montante não está relacionado a prestação do serviço, mas sim a futura indenização de investimentos não amortizados, criando volatilidade no resultado e problemas de comparabilidade entre as empresas dependendo do tempo remanescente de exploração da concessão de cada companhia.

Desta forma, a Tabela 2 apresenta os Resultados Operacionais Ajustados obtidos no período da pesquisa:

Tabela 2

Resultado operacional ajustado

Ano	Resultado Operacional	(-) Ajuste Depreciação Regulatória	(+) Acréscimos Moratórios	(+) Atualização A&P Regulatórios	(-) Atualização do AFI	(=) Resultado Operacional ajustado	Ajuste
2015	7.306.430	-843.479	1.883.277	1.037.844	-2.729.613	6.654.459	-9%
2016	4.514.996	-851.253	2.232.902	531.993	-1.237.829	5.190.809	15%
2017	8.922.899	-1.081.939	1.982.309	-186.824	-1.141.128	8.495.317	-5%
2018	11.793.467	-1.248.000	2.563.361	425.653	-1.513.482	12.020.999	2%
TOTAL	32.537.792	-4.024.671	8.661.849	1.808.666	-6.622.052	32.361.584	-1%

Observa-se constante evolução do Resultado Operacional Ajustado a partir da redução ocorrida no ano de 2016 até se alcançar o total de 81% de aumento no resultado de 2018 comparado a 2015. Apesar do ajuste do Resultado Operacional representar apenas 1% em base total, quando se analisa os ajustes em bases anuais foi observado ajustes representativos de -9% em 2015 e +15% em 2016, o que poderia distorcer o resultado da pesquisa.

Neste sentido, para efeitos de mensuração do Capital investido, foi utilizado o montante de investimentos atualizados a Valor Novo de Reposição na Contabilidade Regulatória, que já considera a mensuração dos ativos a custo corrigido, os mesmos a incidirem nas tarifas a serem cobradas dos consumidores, eliminando-se eventual efeito inflacionário. Soma-se a isso, o investimento em capital de giro decorrentes de funções regulatórias como: arrecadação de encargos setoriais; diferenças de custos cobertos na tarifa; e diferenças entre prazo médio de recebimento de clientes e pagamento a fornecedores. A Tabela 3 apresenta os resultados obtidos, conforme segue:

Tabela 3

Capital investido na concessão

Ano	Imobilizado Regulatório	(+) Capital de giro setorial	(=) Capital (TC)
2015	88.153.893	15.361.683	103.515.576
2016	96.457.123	4.876.032	101.333.155
2017	109.577.673	11.911.009	121.488.682
2018	122.314.033	23.983.583	146.297.616
MÉDIA	104.125.681	14.033.077	118.158.757

Nota-se evolução de 9% no Imobilizado Regulatório em 2016, 14% em 2017 e 12% em 2018, refletindo uma evolução na base de ativos do setor de distribuição, considerando o avanço acima das taxas de inflação dos referidos anos, de 6,28% em 2016, 2,94% em 2017 e 3,74% em 2018 medidos pelo indicador IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo) do IBGE, utilizado na atualização da Base de Remuneração Regulatória – BRR pela ANEEL. Neste setor, é primordial que os investimentos tenham crescimento anual acompanhando o crescimento da demanda de mercado originada pelo aumento do Produto Interno Bruto – PIB. Por outro lado, a necessidade de capital de giro média é em torno de 12% do total de capital investido. Entretanto, houve grande variação do montante investido em capital de giro pelas empresas no período estudado nesta pesquisa, apresentando 56% de desvio padrão neste indicador. O volume médio de investimento nas concessões é de 118 Bilhões de reais, tendo alcançado no ano de 2018 o volume de 146 Bilhões de reais de investimentos, evidenciando a relevância financeira do setor. Pollitt (2007) afirma que o setor elétrico tem característica de ser altamente intensiva em capital.

A aplicação da metodologia para a obtenção dos indicadores de rentabilidade e complexidade socioeconômica das distribuidoras de energia brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL resultou nos dados abaixo:

Tabela 4

Ranking de Complexidade Socioeconômica e Rentabilidade (EVA)

Empresa	NOPAT (2015- 2018)	Capital(TC) - média (2015-2018)	Encargo de Capital (C) (2015-2018)	EVA (2015-2018)	Índice Rentabi- lidade	Índice Complexi- dade
CELPA	2.401.604	4.961.575	1.605.566	796.038	0,160	0,503
LIGHT	1.066.091	10.554.482	3.415.430	-2.349.339	-0,223	0,377
AMAZONAS						
ENERGIA	-1.562.763	2.544.284	823.330	-2.386.094	-0,938	0,364
CEMAR	2.067.992	3.879.975	1.255.560	812.432	0,209	0,315
CELPE	865.545	4.413.894	1.428.336	-562.791	-0,128	0,313
COELBA	2.311.291	7.479.528	2.420.375	-109.084	-0,015	0,284
CEAL	-221.721	1.261.047	408.075	-629.796	-0,499	0,266
ELETROPAULO	1.433.923	7.937.838	2.568.684	-1.134.762	-0,143	0,265
CEPISA	-564.863	1.388.079	449.182	-1.014.046	-0,731	0,257
COELCE	1.995.577	3.818.524	1.235.674	759.903	0,199	0,253
ELETROACRE	-89.232	415.649	134.504	-223.736	-0,538	0,243
ESCELSA	696.415	2.506.357	811.057	-114.642	-0,046	0,235
ESSE	473.440	828.477	268.095	205.345	0,248	0,224
AMPLA	814.202	6.222.767	2.013.687	-1.199.486	-0,193	0,218
EPB	917.256	1.459.670	472.349	444.907	0,305	0,197
CERON	-1.550.861	1.348.747	436.455	-1.987.315	-1,473	0,191
CEEE - D	-711.273	2.048.694	662.957	-1.374.231	-0,671	0,179
COSERN	882.746	1.868.916	604.781	277.965	0,149	0,177
BANDEIRANTE	821.400	2.386.444	772.253	49.147	0,021	0,172

CPFL						
PIRATININGA	832.783	2.225.779	720.262	112.521	0,051	0,170
CEB	-86.063	1.303.443	421.794	-507.857	-0,390	0,166
CEMIG	2.048.810	10.969.789	3.549.824	-1.501.013	-0,137	0,147
CELTINS	463.234	1.038.356	336.012	127.222	0,123	0,139
CEMAT	1.378.364	3.528.281	1.141.752	236.613	0,067	0,122
ELEKTRO	1.683.196	4.041.862	1.307.947	375.249	0,093	0,106
COPEL	726.110	7.260.357	2.349.451	-1.623.342	-0,224	0,105
EMG	175.720	418.378	135.387	40.333	0,096	0,091
RGE SUL	807.690	5.357.907	1.733.819	-926.128	-0,173	0,089
CPFL PAULISTA	1.785.421	4.945.468	1.600.353	185.068	0,037	0,080
CELESC	475.508	3.658.105	1.183.763	-708.255	-0,194	0,077
CELG - D	609.330	4.260.807	1.378.797	-769.467	-0,181	0,075
ENERSUL	768.567	1.825.281	590.661	177.906	0,097	0,063
TOTAL	23.715.438	118.158.757	38.236.174	-14.520.736	-0,123	

Observa-se na Tabela 4 que o montante de capital aplicado pelas concessionárias é relevante. No total, as 32 empresas do Grupo I mantiveram em média nos 4 anos do estudo cerca de 118 Bilhões de reais investidos nas concessões. Este volume de recursos deveria gerar em torno de 38 Bilhões de reais de Resultado Operacional após os impostos, considerando custo de capital regulatório de 8,09% a.a. Entretanto, o conjunto de distribuidoras do Grupo I apresentou EVA® deficitário em 14 Bilhões de reais, considerando o Resultado Operacional após impostos de 23 Bilhões de reais apresentado. Com relação ao Índice de Complexidade Socioeconômica, nota-se que a área de concessão mais complexa é a operada pela CELPA e a menos complexa a ENERSUL.

A tabela 5, abaixo, apresenta os resultados com a segregação das empresas por fonte de capital entre Público e Privado. Esta análise se faz necessária considerando que as empresas estatais não têm como único objetivo a geração de lucro e consequente criação de valor para o estado, mas também o atendimento ao interesse público. Segundo Abranches (1971), uma das questões recorrentes nos debates em torno do papel da empresa estatal em economias de mercado refere-se à ambiguidade inerente à sua ação, que caracteriza um comportamento oscilante entre sua face estatal, que a leva a realizar objetivos políticos e de natureza macroeconômica, e sua face empresarial, que privilegia interesses particulares, que se poderia considerar microeconômicos.

Tabela 5

Ranking de Complexidade Socioeconômica e Rentabilidade (EVA®) por fonte de Capital

Empresa	NOPAT (2015-2018)	Capital(TC) - média (2015- 2018)	Encargo de Capital (C) (2015-2018)	EVA (2015-2018)	Índice de Rentabilidade
SUBTOTAL Privado	22.240.854	76.738.183	24.832.476	-2.591.622	-0,034
SUBTOTAL Público	1.474.584	41.420.575	13.403.698	-11.929.114	-0,288
TOTAL	23.715.438	118.158.757	38.236.174	-14.520.736	-0,123

Nota-se que o déficit de rentabilidade das empresas que possuem fonte de capital público é significativamente superior as empresas privadas. Enquanto as empresas públicas apresentam EVA® negativo na faixa de 11,9 Bilhões de reais no período analisado, consumindo 28,8% do capital investido, as empresas privadas apresentaram EVA® negativo de apenas 3,4% do capital, representado por 2,6 bilhões de reais. Este cenário pode explicar as recentes dificuldades financeiras enfrentadas pelas empresas públicas no setor elétrico, principalmente o caso da Eletrobrás.

Em outra segregação, Rezende, Pessanha e Amaral (2013), demonstram as diferenças entre as distribuidoras dependendo da composição, concentração e tamanho do mercado na área de concessão. Enquanto no *cluster* 1 predominam as distribuidoras que atendem as maiores economias industriais do Brasil, localizadas nos estados das regiões Sul e Sudeste e no Distrito Federal, no

cluster 2 concentram-se as principais empresas das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste. A Tabela 6 segrega os resultados de EVA® conforme a análise de *clusters*.

Tabela 6

Ranking de Complexidade Socioeconômica e Rentabilidade (EVA®) por Clusters

Empresa	NOPAT (2015- 2018)	Capital(TC) - média (2015-2018)	Encargo de Capital (C) (2015-2018)	EVA (2015-2018)	Índice de Rentabili- dade
SUBTOTAL_Sul/Sudeste/DF	12.394.212	71.419.290	23.111.282	-10.717.070	-0,150
SUBTOTAL_Norte/Nordeste/CO	11.321.226	46.739.467	15.124.892	-3.803.665	-0,081
TOTAL	23.422.178	118.158.757	38.236.174	-14.520.736	-0,123

A análise por *clusters* evidencia que apesar de atuarem em áreas economicamente mais desenvolvidas as empresas do Sul, Sudeste e Distrito Federal apresentaram entre 2015 e 2018 EVA® proporcionalmente mais deficitário do que as concessionárias do Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Enquanto aquelas tiveram 15% de déficit de EVA®, representado por 10,7 Bilhões de reais, estas alcançaram déficit de 8,1%, representado por 3,8 Bilhões de reais. Juntas, as 5 empresas mais complexas do *cluster* 1 somam 6,1 bilhões de reais do déficit acumulado, representando 58% do total das 14 empresas deste grupo.

Por fim a Tabela 7 apresenta os resultados segregados por Grupo Econômico:

Tabela 7

Ranking de Complexidade Socioeconômica e Rentabilidade (EVA®) por Grupo Econômico

Grupo econômico	NOPAT (2015-2018)	Capital(TC) - média (2015-2018)	Encargo de Capital (C) (2015-2018)	EVA (2015-2018)	Índice de Rentabili- dade
SUBTOTAL_AES	1.433.923	7.937.838	2.568.684	-1.134.762	-0,143
SUBTOTAL_CPFL	3.425.894	12.529.153	4.054.434	-628.540	-0,050
SUBTOTAL_EDP	1.517.815	4.892.801	1.583.310	-65.495	-0,013
SUBTOTAL_Eletróbrás	-978.507	16.180.188	5.235.909	-6.214.415	-0,384
SUBTOTAL_Enel	2.809.779	10.041.291	3.249.362	-439.583	-0,044
SUBTOTAL_Energisa	4.176.581	9.098.443	2.944.256	1.232.325	0,135
SUBTOTAL_Equatorial	2.067.992	3.879.975	1.255.560	812.432	0,209
SUBTOTAL_Estadual	2.453.091	25.240.387	8.167.789	-5.714.699	-0,226
SUBTOTAL_Ligth	1.066.091	10.554.482	3.415.430	-2.349.339	-0,223
SUBTOTAL_Neoenergia	5.742.778	17.804.201	5.761.439	-18.661	-0,001
TOTAL	23.715.438	118.158.757	38.236.174	-14.520.736	-0,123

É possível observar que dos 10 grupos econômicos atuantes no setor de distribuição (as empresas estaduais foram agrupadas) apenas 2 conseguiram gerar valor econômico, Energisa e Equatorial, tendo destaque para a Equatorial que obteve 20,9% de rentabilidade adicional no período estudado. Neste sentido, outros 2 grupos econômicos tiveram diminuição de valor econômico residuais, sendo elas a EDP, com -1,3%, e a Neoenergia com -0,01% do capital investido. Na outra ponta, outros 6 grupos econômicos apresentaram significativa destruição de valor econômico. AES, CPFL, Eletróbrás, Enel, Estaduais e Light deixaram de rentabilizar aos seus acionistas, juntas, cerca de 16,5 bilhões de reais, com destaque para as empresas públicas Estaduais e Eletróbrás que perderam 5,7 e 6,2 bilhões de reais, respectivamente, no período entre 2015 e 2018.

A Tabela 8 evidencia que, mesmo analisando-se o resultado do EVA® em base anual, o déficit na geração de valor é recorrente no conjunto de distribuidoras que compõe o Grupo I.

Tabela 8

Rentabilidade (EVA®) em base anual

Empresa	EVA® 2015	EVA® 2016	EVA® 2017	EVA® 2018	EVA® TOTAL	EVA® MÉDIA	Desvio Padrão \$	Desvio Padrão %
CELPA	113.059	179.952	239.296	263.732	796.038	199.009	67.238	34%
LIGHT	-589.575	-481.532	-561.847	-716.386	-2.349.339	-587.335	97.473	-17%
AMAZONAS ENERGIA	-870.402	-686.805	-496.005	-332.882	-2.386.094	-596.523	232.931	-39%
CEMAR	189.218	147.712	171.831	303.670	812.432	203.108	69.168	34%
CELPE	-82.772	-124.835	-218.906	-136.278	-562.791	-140.698	56.989	-41%
COELBA	63.870	-740	-119.323	-52.891	-109.084	-27.271	77.762	-285%
CEAL	-177.697	-203.393	-356.067	107.362	-629.796	-157.449	193.300	-123%
ELETROPAULO	-315.826	-394.656	-12.377	-411.903	-1.134.762	-283.690	185.648	-65%
CEPISA	-414.992	-247.055	-247.798	-104.201	-1.014.046	-253.511	127.075	-50%
COELCE	216.821	235.925	213.803	93.355	759.903	189.976	65.155	34%
ELETROACRE	-118.357	-18.966	-97.113	10.700	-223.736	-55.934	61.642	-110%
ESCELSA	-3.562	-44.481	-30.394	-36.205	-114.642	-28.661	17.703	-62%
ESSE	56.152	83.121	13.803	52.268	205.345	51.336	28.537	56%
AMPLA	-348.113	-372.047	-322.486	-156.840	-1.199.486	-299.871	97.478	-33%
EPB	126.163	117.246	66.976	134.522	444.907	111.227	30.332	27%
CERON	-271.096	-608.375	-478.911	-628.934	-1.987.315	-496.829	164.490	-33%
CEEE - D	-336.067	-528.165	-146.992	-363.007	-1.374.231	-343.558	156.154	-45%
COSERN	100.436	64.048	49.144	64.337	277.965	69.491	21.816	31%
BANDEIRANTE CPFL	7.671	9.513	32.738	-775	49.147	12.287	14.351	117%
PIRATININGA	58.034	43.622	26.230	-15.365	112.521	28.130	31.779	113%
CEB	-206.586	-138.195	-50.899	-112.178	-507.857	-126.964	64.473	-51%
CEMIG	-269.703	-557.462	-551.571	-122.277	-1.501.013	-375.253	215.581	-57%
CELTINS	46.768	-11.642	66.718	25.378	127.222	31.805	33.525	105%
CEMAT	4.705	95.034	4.527	132.347	236.613	59.153	64.790	110%
ELEKTRO	105.883	70.552	106.193	92.622	375.249	93.812	16.747	18%
COPEL	-390.781	-609.774	-342.838	-279.950	-1.623.342	-405.835	143.333	-35%
EMG	14.962	-3.452	11.265	17.558	40.333	10.083	9.386	93%
RGE SUL	-92.304	-196.449	-222.201	-415.174	-926.128	-231.532	134.693	-58%
CPFL PAULISTA	116.413	112.625	-16.616	-27.353	185.068	46.267	78.947	171%
CELESC	-236.074	-230.737	-116.272	-125.172	-708.255	-177.064	65.196	-37%
CELG – D	-145.972	-66.530	-322.203	-234.763	-769.467	-192.367	110.517	-57%
ENERSUL	64.952	58.837	33.030	21.088	177.906	44.477	20.845	47%
TOTAL	-3.584.772	-4.307.103	-3.675.265	-2.953.596	-14.520.736	-3.630.184	553.801	-15%

Observa-se nesta visão que o déficit anual de EVA®, calculado entre os anos de 2015 e 2018, está entre 2,9 e 4,3 bilhões de reais, com desvio padrão de 15% em relação a média de 3,6 bilhões de reais. Ou seja, este resultado pode indicar uma condição estrutural de destruição de valor nas distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

4.2 Regressões lineares simples – Resultado das hipóteses

Nesta subseção serão apresentados os resultados das hipóteses levantadas buscando verificar a associação entre a variável independente Complexidade Socioeconômica com a respectiva variável dependente Rentabilidade das concessões, com o objetivo de observar se

aquelas empresas que atuam em áreas de concessão mais complexas obtêm maiores retornos, conforme a teoria de finanças.

Para tanto, serão analisados os resultados das estatísticas da aplicação da Regressão Linear Simples calculadas a partir do Método dos Mínimos Quadrados obtidos por meio da aplicação da fórmula:

$$Y_i = \beta + \beta_i.X_i + \xi_i \quad (6)$$

onde:

Y_i : variável dependente representado pela Rentabilidade das concessões;

β : é a constante que representa a intercessão do eixo;

β_i : constante que representa o declive da reta;

X_i : variável independente representado pela Complexidade Socioeconômica das concessões;

ξ_i : Erro aleatório da regressão (resíduo).

Serão analisados os resultados do Teste F de significação do ANOVA, do Coeficiente de correlação de Pearson (R) e do Coeficiente de determinação R^2 .

Segundo Corrar e Theóphilo (2004), o objetivo da análise de regressão é obter a reta que melhor se ajusta aos dados observados. O método dos mínimos quadrados parte do princípio de que a reta que melhor se ajusta aos dados é aquela para a qual as diferenças entre os valores observados e os valores projetados são as menores possíveis. Sweeney et al. (2019), relatam que no caso de uma relação linear entre duas variáveis, é utilizado na análise de regressão tanto o coeficiente de determinação quanto o coeficiente de correlação amostral para se observar medidas da força da relação. O coeficiente de determinação R^2 fornece uma medida entre zero e um, enquanto o coeficiente de correlação de Pearson R fornece uma medida entre -1 e $+1$. Um teste F, baseado na distribuição de probabilidade F, também pode ser usado para testar a significância na regressão.

Corrar e Theóphilo (2004) complementam que o coeficiente de determinação mede o grau de ajustamento da reta de regressão aos dados observados, indicando a proporção da variação total da variável dependente explicada pela variação da variável independente. O coeficiente indica em que grau as previsões baseadas na reta de regressão são melhores que as estimativas fornecidas pelo valor médio de y .

De acordo com Sharpe, Veaux e Velleman (2011), dados de experimentos científicos geralmente têm um R^2 num intervalo de 80 a 90%, ou até mais alto. Dados de estudos observacionais e pesquisas, entretanto, geralmente mostram associações relativamente fracas, pois é muito difícil mensurar respostas confiáveis. Um R^2 de 30 a 50% ou mais baixo pode ser tomado como evidência de uma regressão útil. Já a correlação de Pearson mensura a força da associação linear entre duas variáveis quantitativas. Quanto mais próximo de -1 ou 1 mais forte é a associação. Se negativo a relação se dá em sentidos opostos. Se positivo variam na mesma direção.

Essas hipóteses são confrontadas com o nível de significância de 0,05 (5%). Sharpe, Veaux e Velleman (2011) relatam que é preciso definir um “evento raro” arbitrariamente determinando um limite para o valor-P. Se o valor-P cair abaixo desse limite, rejeita-se a hipótese nula. Chamamos tais resultados de estatisticamente significativos. A probabilidade limite é denominada nível alfa, representado pela letra grega α . Os níveis α comuns são 0,10, 0,05 e 0,01. Cada pesquisador tem a opção de escolher cuidadosamente o nível α adequado para a situação. Em uma avaliação de segurança de air bags em automóveis, geralmente se utiliza um nível α baixo; mesmo 0,01 pode não ser baixo o suficiente. Porém, ao avaliar se as pessoas preferem suas pizzas com ou sem linguiça calabresa, pode ficar satisfeito com $\alpha = 0,10$. Em geral, arbitrariamente, as pesquisas têm nível α de 0,05.

Após este teste, haverá uma conclusão pela rejeição ou não rejeição das hipóteses formuladas. A hipótese será rejeitada quando o coeficiente ANOVA for maior do que 0,05. O teste ANOVA avalia se o modelo como um todo é significativo.

4.2.1 Teste 1: População de distribuidoras do Grupo I

Este teste avalia a hipótese nula de que a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, que possuem controle de capital de origem privada, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão. A Tabela 9 apresenta os resultados obtidos conforme segue:

Tabela 9

Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,117910182
R-Quadrado	0,013902811
Erro padrão	0,387289019
Observações	32

ANOVA					
	gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	0,063441657	0,063441657	0,422964726	0,520411317
Resíduo	30	4,499783526	0,149992784		
Total	31	4,563225182			

	Coeficientes	Erro padrão	valor-P
Interseção	-0,068090361	0,153515505	0,660557241
Índice Complexidade	-0,442451686	0,680320847	0,520411317

A Tabela 9 evidencia um resultado do teste ANOVA de 52,04% o que demonstra que a variável independente Complexidade Socioeconômica não explica a variável dependente Rentabilidade. Já o indicador de correlação R e o indicador de determinação R² apresentaram resultados que indicam baixíssima relação entre as variáveis, com 11% e 1%, respectivamente. O conjunto dos resultados indica a não rejeição da hipótese nula, ou seja, que o nível de Complexidade Socioeconômico das Concessões não está influenciando as respectivas Rentabilidades quando analisada a população das distribuidoras de energia elétrica em conjunto. Considerando que a análise conjunta de toda a população de distribuidoras neste teste pode enviesar o resultado no sentido de que nelas constam concessionárias com características distintas como, por exemplo, o controle de capital, já que as empresas públicas não atuam necessariamente com o objetivo de adicionar valor ao negócio, formulou-se outras hipóteses segregando as distribuidoras em diversos grupos para avaliar se a tendência de resultados obtidos no teste 1 se repete nos demais testes.

4.2.2 Teste 2: População de distribuidoras de capital privado do Grupo I

O teste 2 analisou a hipótese nula de que a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, que possuem controle de capital de origem privada, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão. É possível observar na Tabela 10 que o teste ANOVA resultou em 30,88% o que demonstra que a variável independente Complexidade Socioeconômica não explica a variável dependente Rentabilidade. Já o indicador de correlação R e o indicador de determinação R² apresentaram resultados que indicam baixíssima relação entre as variáveis, com 23% e 5%, respectivamente.

Tabela 10

Regressão linear simples das distribuidoras de capital privado do Grupo I

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,239663416
R-Quadrado	0,057438553
Erro padrão	0,151220916
Observações	20

ANOVA					
	gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	0,025083611	0,025083611	1,096898196	0,308808418
Resíduo	18	0,411619777	0,022867765		
Total	19	0,436703387			

	Coefficientes	Erro padrão	valor-P
Interseção	0,11801243	0,082862257	0,171494614
Índice de Complexidade	-0,407348881	0,388940678	0,308808418

O conjunto dos resultados indica a não rejeição da hipótese nula, ou seja, o nível de complexidade socioeconômica das concessões não está influenciando as respectivas rentabilidades quando analisada a população das distribuidoras de energia elétrica que possuem fonte de capital privado.

4.2.3 Teste 3: População de distribuidoras de capital público do Grupo I

O teste 3 analisou a hipótese nula de que a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, que possuem controle de capital de origem pública, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão em que atua. É possível observar na Tabela 11 que o teste ANOVA resultou em 98,48% o que demonstra que a variável independente Complexidade Socioeconômica não explica a variável dependente Rentabilidade. Já o indicador de correlação R e o indicador de determinação R² apresentaram resultados de 0% que indicam que não há qualquer relação entre as variáveis nesta seleção.

Tabela 11

Regressão linear simples das distribuidoras de capital público do Grupo I

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,006136698
R-Quadrado	3,76591E-05
Erro padrão	0,45526669
Observações	12

ANOVA					
	gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	7,8058E-05	7,8058E-05	0,000376605	0,984898729
Resíduo	10	2,072677589	0,207267759		
Total	11	2,072755647			

	Coefficientes	Erro padrão	valor-P
Interseção	-0,479914371	0,270828795	0,10680164
Índice de Complexidade	-0,021432488	1,104408335	0,984898729

O conjunto dos resultados indica a não rejeição da hipótese nula, ou seja, o nível de complexidade socioeconômico das concessões não está influenciando as respectivas rentabilidades quando analisada a população das distribuidoras de energia elétrica que possuem fonte de capital público.

4.2.4 Teste 4: População de distribuidoras do Grupo I segregado por grupo econômico

O teste 4 analisou a hipótese nula de que a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, segregado por grupos econômicos, tem relação com o nível de complexidade socioeconômica apenas na área de concessão do Grupo Energisa, apresentado na Tabela 15. Nos demais grupos, é possível observar nas Tabelas 12, 13 e 14 que o teste ANOVA variou entre 15,26% e 62,90% o que demonstra que a variável independente Complexidade Socioeconômica não explica a variável dependente Rentabilidade nos grupos CPFL, Neoenergia e Eletrobrás. Já o indicador de correlação R e o indicador de determinação R² apresentaram resultados que indicam relação de moderada a forte entre as variáveis.

Tabela 12

Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I do Grupo CPFL

Estatística de regressão					
R múltiplo					0,550247091
R-Quadrado					0,302771862
Erro padrão					0,051893748
Observações					3

ANOVA					
	gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	0,00116942	0,00116942	0,434250778	0,629067043
Resíduo	1	0,002692961	0,002692961		
Total	2	0,003862382			

	Coeficientes	Erro padrão	valor-P
Interseção	-0,036224165	0,088855485	0,753561147
Índice de Complexidade	0,487829173	0,74028247	0,629067043

O Grupo CPFL, representado na Tabela 12, apresentou no teste ANOVA 62,90% o que demonstra que a variável independente Complexidade Socioeconômica não explica a variável dependente Rentabilidade. Entretanto, o indicador de correlação R e o indicador de determinação R² apresentaram resultados que indicam relação moderada entre as variáveis com resultados de 55% e 30%, respectivamente.

Tabela 13

Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I do Grupo Neoenergia

Estatística de regressão					
R múltiplo					0,847388069
R-Quadrado					0,71806654
Erro padrão					0,079412213
Observações					4

ANOVA					
	gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	0,032123486	0,032123486	5,093872422	0,152611931

Resíduo	2	0,012612599	0,0063063
Total	3	0,044736085	

	Coeficientes	Erro padrão	valor-P
Interseção	0,262258278	0,112425337	0,144873032
Índice de Complexidade	-1,079034875	0,47809197	0,152611931

No caso da Neoenergia, ilustrado na tabela 13, o indicador R ficou em 84% e o R^2 foi de 71%, ou seja, a relação entre as variáveis é forte, similar ao observado no Grupo Energisa, entretanto, a significância do modelo é de 15%, acima do nível aceitável nesta pesquisa.

Tabela 14

Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I do Grupo Eletrobrás

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,31176771
R-Quadrado	0,097199105
Erro padrão	0,547835985
Observações	7

ANOVA					
	gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	0,161562811	0,161562811	0,538319719	0,496069646
Resíduo	5	1,50062133	0,300124266		
Total	6	1,662184141			

	Coeficientes	Erro padrão	valor-P
Interseção	-0,931310573	0,496828525	0,119717728
Índice de Complexidade	1,221432996	1,66475184	0,496069646

O Grupo Eletrobrás apresenta indicador R de 31% e R^2 de 9% com fraca relação entre as variáveis, enquanto a significância do modelo é de 49%.

Tabela 15

Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I do Grupo Energisa

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,849956675
R-Quadrado	0,722426349
Erro padrão	0,056858481
Observações	6

ANOVA					
	Gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	0,033656259	0,033656259	10,41058969	0,032080537
Resíduo	4	0,012931547	0,003232887		
Total	5	0,046587806			

	Coeficientes	Erro padrão	valor-P
Interseção	-0,029633113	0,06204467	0,65785547
Índice de Complexidade	1,33242967	0,412958709	0,032080537

Por fim, a Energisa apresentou na Tabela 15 uma relação de moderada a forte entre as variáveis com indicador R em 80% e R² de 49%, o que demonstra uma relação positiva entre as variáveis, ou seja, quanto maior o nível de complexidade socioeconômica a rentabilidade da empresa tende a ser maior. Enquanto isso, a significância do modelo de 3,20% está dentro do nível aceitável nesta pesquisa, que é de 5%, tendendo-se a rejeitar a hipótese nula. Entretanto, considerando a baixa quantidade de graus de liberdade da regressão linear não é possível afirmar que a hipótese nula foi rejeitada.

Com exceção da Energisa, os demais resultados indicam a não rejeição da hipótese nula em todos os testes, ou seja, o nível de complexidade socioeconômica das concessões não está influenciando as respectivas rentabilidades quando analisada a população das distribuidoras de energia elétrica segregadas por grupos econômicos. Neste teste, somente foi possível avaliar grupos econômicos com no mínimo 3 distribuidoras.

4.2.5 Teste 5: População de distribuidoras do Grupo I do cluster Sul/Sudeste/DF

O teste 5 analisou a hipótese nula de que a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, do *Cluster* Sul/Sudeste/DF, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

Tabela 16

Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I integrantes do cluster Sul/Sudeste/DF

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,161601051
R-Quadrado	0,0261149
Erro padrão	0,204938581
Observações	14

ANOVA

	gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	0,013514791	0,013514791	0,321782104	0,580995573
Resíduo	12	0,503997865	0,041999822		
Total	13	0,517512657			

	Coeficientes	Erro padrão	valor-P
Interseção	0,090622342	0,128280134	0,493402875
Índice de Complexidade	-0,3860943	0,68063213	0,580995573

É possível observar na Tabela 16 que o teste ANOVA resultou em de 58,10% o que demonstra que a variável independente Complexidade Socioeconômica não explica a variável dependente Rentabilidade. Já o indicador de correlação R e o indicador de determinação R² apresentaram resultados que indicam fraca relação entre as variáveis, com 16% e 2%, respectivamente. O conjunto dos resultados indica a não rejeição da hipótese nula, ou seja, que o nível de Complexidade Socioeconômico das Concessões não está influenciando as respectivas Rentabilidades quando analisada a população das distribuidoras de energia elétrica que compõem o *cluster* Sul/Sudeste/DF.

4.2.6 Teste 6: População de distribuidoras do Grupo I do cluster Norte/Nordeste/CO

O teste 6 analisou a hipótese nula de que a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras classificadas no Grupo I pela ANEEL, do *Cluster* Norte/Nordeste/CO, não tem relação com o nível de complexidade socioeconômica da área de concessão.

Tabela 17

Regressão linear simples das distribuidoras do Grupo I integrantes do *cluster* Norte/Nordeste/CO

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,117086511
R-Quadrado	0,013709251
Erro padrão	0,499388557
Observações	18

ANOVA

	gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	0,055463328	0,055463328	0,222396912	0,64358631
Resíduo	16	3,990222899	0,249388931		
Total	17	4,045686227			

	Coefficientes	Erro padrão	valor-P
Interseção	-0,041473725	0,27417736	0,88165663
Índice de Complexidade	-0,515574188	1,093268388	0,64358631

Em análise a Tabela 17 observa-se que o teste ANOVA resultou em de 64,35% o que demonstra que a variável independente Complexidade Socioeconômica não explica a variável dependente Rentabilidade. Já o indicador de correlação R e o indicador de determinação R² apresentaram resultados que indicam baixíssima relação entre as variáveis, com 11% e 1,3%, respectivamente. O conjunto dos resultados indica a não rejeição da hipótese nula, ou seja, que o nível de Complexidade Socioeconômico das Concessões não está influenciando as respectivas Rentabilidades quando analisada a população das distribuidoras de energia elétrica que compõem o *cluster* Norte/Nordeste/CO.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Observou-se neste estudo que a complexidade socioeconômica das concessões tende a estar relacionada com a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica apenas no Grupo Energisa. Nos demais testes, não há relação com a rentabilidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, apesar da literatura indicar que fatores sociais e de desenvolvimento econômico nos ambientes onde se atua influencia as operações das empresas. A literatura estudada aponta diversos problemas na rentabilidade das concessionárias e a falta de remuneração adequada em áreas de concessão complexas pode estar atrapalhando a atratividade de novos investidores para o setor.

O objetivo geral deste trabalho foi identificar se as concessões que possuem maior nível de complexidade socioeconômica, de acordo com estudo da ANEEL, possuem maior rentabilidade a partir da ótica regulatória de custo de capital, considerando as possibilidades de remuneração por investimentos ou eficiência na gestão dos custos da concessão, vinculando o tema a Teoria de Finanças, onde se considera que investimentos de maior risco devem possibilitar maiores retornos, avaliando se a regulação por incentivos em regime de *price cap* instituída pela ANEEL está possibilitando a remuneração adequada das concessionárias de acordo com seu grau de complexidade, capturando, então, as características de risco de cada concessão.

Foram estudadas 6 hipóteses utilizando-se o método estatístico de Regressão Linear Simples comparando o nível de complexidade socioeconômica de cada concessão com sua respectiva rentabilidade regulatória, calculada por meio do EVA® ajustado por fatores operacionais inerentes as concessões. Os testes de hipóteses objetivavam capturar se nos diversos grupos em que as empresas foram segregadas havia áreas complexas que demonstravam maior rentabilidade sob a ótica regulatória. Somente nos testes onde as distribuidoras foram separadas por grupos econômicos foi possível observar maior rentabilidade nas áreas mais complexas, porém apenas no Grupo Energisa e, ainda assim, considerando a baixa quantidade de graus de liberdade da regressão linear, não é possível concluir neste sentido, apenas propor uma tendência. Em todos os demais casos, embora as estatísticas de regressão tenham tido resultados que indicam alguma tendência, a hipótese nula de que não há maior rentabilidade nas áreas de concessão mais complexas não foi rejeitada. Com isso, a determinação igualitária de custo de capital a todas as concessões associado as demais possibilidades de criação de valor nas concessionárias tendem a não possibilitar que os operadores de concessões mais complexas tenham remuneração de capital compatível ao risco de cada negócio.

Também foi possível comparar a rentabilidade das empresas calculada por meio do EVA® ajustado em diversas segregações onde observou-se um déficit de rentabilidade em torno de 12% no período estudado, considerando a população de distribuidoras incluídas neste estudo, que são aquelas atribuídas pela ANEEL no Grupo I. As análises por fonte de capital, *clusters* e grupo econômico também indicaram esta tendência. Ou seja, o custo de capital determinado pela ANEEL para o conjunto de distribuidoras de energia elétrica do Grupo I não está permitindo a remuneração de capital na maioria dos casos podendo prejudicar, assim, o equilíbrio econômico-financeiro das Concessões.

Para futuras pesquisas, sugere-se comparar a rentabilidade das distribuidoras com outros índices de complexidade socioeconômica como, por exemplo, o Índice de Desenvolvimento Humano – IDH de cada área de concessão ou, até mesmo, identificar outros fatores relevantes para criação de um novo índice de complexidade socioeconômica a ser comparado com a rentabilidade das empresas. Também se sugere o estudo de um fator de ajuste no cálculo do *WACC* considerando a utilização do *Build Up Approach* para que seja capturado o risco de atuação adequado em cada área de concessão considerando a complexidade socioeconômica da região, rentabilizando adequadamente o investidor pelo risco assumido.

Para a ANEEL, sugere-se incluir em seus estudos e avaliações de equilíbrio econômico-financeiro das concessões o nível de rentabilidade adequado ao risco assumido em cada negócio,

considerando o que a Teoria de Finanças indica, de que o retorno dos investimentos deve estar alinhado ao risco assumido em cada projeto. Observou-se neste estudo que a rentabilidade de cada concessão é diversa, existindo empresas e grupos econômicos com criação de valor e outros com déficit de rentabilidade, o que pode indicar desproporcionalidade nos critérios de remuneração da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica adotado pela ANEEL, podendo ser utilizado como alternativa na definição do custo de capital o *Build Up Approach* em complemento ao CAPM.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abranches, S. H. (1979). Questão da empresa estatal: economia, política e interesse público. *Revista de Administração de Empresas*, 19(4), 95-105.
- Abreu, R. G. D., de Carvalho, T.S., Arango, H., de Abreu, J. P. G., Bonatto, B. D., & Tahan, C. M. V. (2009). Modelagem da Expansão e Revisão Tarifária de uma Empresa Elétrica Regulada no Brasil. In VIII Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica.
- Anderson, D. R., Sweeney, D. J., Williams, T. A., Camm, J. D., Cochran, J. J. (2019). *Estatística aplicada a administração e economia – Tradução da 8ª edição norte-americana*.
- Aneel (2013). Nota Técnica nº 452/2013-SRE/ANEEL. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>
- Aneel (2013). Nota Técnica nº 453/2013-SRE/SRD/ANEEL. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>
- Aneel (2014). Nota Técnica nº 180/2014-SRE/ANEEL. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>
- Aneel (2014). Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.4 Custo de Capital. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>
- Aneel (2015). Nota Técnica nº 107/2015-SGT/SRM/ANEEL. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>
- Aneel (2015). Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.2 Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>
- Aneel (2015). Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.3 Base de Remuneração Regulatória. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>
- Aneel (2015). Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.6 Perdas de Energia. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>
- Aneel (2018). Relatório de Informações Gerenciais. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>
- Aneel (2019). Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL. Recuperado de <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>
- Arcos-Vargas, A., Núñez-Hernández, F., Villa-Caro, G. (2017). A DEA analysis of electricity distribution in Spain: An industrial policy recommendation. *Energy Policy*, 102, 583-592.
- Araújo, A. M. P. D., Neto, A. A. (2003). A contabilidade tradicional e a contabilidade baseada em valor. *Revista Contabilidade & Finanças*, 14(33), 16-32.
- Assunção, T. N., Takamatsu, R. T., Bressan, V. G. F. (2015). Os impactos da medida provisória 579 nos retornos das ações de companhias de energia elétrica. *Revista de Gestão, Finanças e Contabilidade*, 5(2), 38-53.
- Battaglia, T. K. (2013). Desempenho de carteiras 1/N selecionadas aleatoriamente.
- Bennet, J. A., Sias, R. W. (2011). Portfolio diversification. *Journal of Investment Management*, 9 (3), 74-98.
- Berk, J., DeMarzo, P., Harford, J. (2010). *Fundamentos de Finanças Empresariais*. 1 ed. São Paulo: Artmed.

- Beuren, I. M. (2012). Como elaborar trabalhos monográficos em contabilidade. – 3. Reimpr. São Paulo: Atlas.
- Biddle, G. C., Bowen, R. M., Wallace, J. S. (1997). Does EVA® beat earnings? Evidence on associations with stock returns and firm values. *Journal of accounting and economics*, 24(3), 301-336.
- Blatt, A. (2000). Criação de valor para o acionista – EVA e MVA. Rio de Janeiro: Suma Econômica.
- Brealey, A., R., Myers, C., S., Allen, Franklin. (01/2013). *Princípios de Finanças Corporativas*, 10th edição.
- Brigham, E. F., Gapenski, L. C., Ehrhardt, M. C. (2001) *Administração financeira: teoria e prática*. São Paulo: Atlas.
- Brito, N. R. O. (1989). O efeito da diversificação de risco no mercado acionário brasileiro. In N. R. O. Brito (Org.), *Gestão de investimentos* (pp. 81-104). São Paulo: Atlas Business.
- Camacho, F. T. (2004). Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil.
- Cambini, C., Rondi, L. (2010). Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities. *Journal of regulatory economics*, 38(1), 1-26.
- Carvalhoes, M. V., de Albuquerque, A. A., da Silva, D. M. (2014). Comparação de duas metodologias de apuração do custo de capital das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. *Revista Contabilidade e Controladoria*, 6(2).
- Chance, D. M., Shynkevich, A., & Yang, T. H. (2011). Experimental evidence on portfolio size and diversification: human biases in naïve security selection and portfolio construction. *Financial Review*, 46 (3), 427-457.
- Contandriopoulos, A. P., Champagne, F., Potvin, L., Denis, J. L., & Boyle, P. (1994). Saber preparar uma pesquisa: definição estrutura financiamento.
- Copeland, T., Koller, T., Murrin, J. (2002). *Avaliação de Empresas – Valuation: Calculando e gerenciando o valor das empresas*. 3a ed. São Paulo: Pearson Makron Books.
- Corrar, J. L.; Theóphilo, C. R. (2004). *Pesquisa Operacional*. São Paulo: Atlas.
- Corrêa, A. C. C., Neto, A. A., Nakao, S. H., & Osajima, A. A. (2012). A relevância da informação contábil na identificação de empresas criadoras de valor: um estudo do setor de energia elétrica brasileiro. *Revista Contemporânea de Contabilidade*, 9(18), 137-166.
- Curadi, F. C., de Miranda, R. L., Bottega, S. C., dos Santos, G. F. (2017). Valor Econômico Agregado (EVA®): Um Estudo na Literatura Vigente. *Desenvolvimento Socioeconômico em Debate*, 3(1), 67-84.
- Damodaran, A. (2009). *Gestão Estratégica de Risco*. São Paulo: Artmed.
- de Carvalho, P. F. C. (2016). *Análise da Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras do Setor Elétrico Brasileiro*.
- DeMiguel, V., Garlappi, L., & Uppal, R. (2009). Optimal versus naïve diversification: how inefficient is the 1/N portfolio strategy? *The Review of Financial Studies*, 22 (5), 1915-1953.
- Den Hertog, J. A. (2010). Review of economic theories of regulation. Discussion Paper Series/Tjalling C. Koopmans Research Institute, 10(18).
- dos Santos, J. O., & Watanabe, R. (2005). Uma análise da correlação entre o EVA® e o MVA® no contexto das empresas brasileiras de capital aberto. *REGE Revista de Gestão*, 12(1), 19-32.

- Égert, B. (2009). Infrastructure investment in network industries: The role of incentive regulation and regulatory independence.
- Ehrbar, A. (1999) EVA®: Valor Econômico Agregado: A verdadeira chave para a criação de riqueza. Rio de Janeiro: Qualitymark.
- Fernandes, L. (2017). O impacto do controle de território sobre o furto de energia elétrica: O caso do Rio de Janeiro.
- Fishman, J. E., Pratt, S. P., Griffith, J. C., Wilson, D. K., Meltzer, S. L., & Hampton, R. W. (1992). Guide to Business Valuations Vol.1. Fort Worth: Practitioners Publishing Company.
- Gaggero, A. A. (2012). Regulation and Risk: A Cross- Country Survey of Regulated Companies. *Bulletin of Economic Research*, 64(2), 226-238.
- Gil, A.C. (1999). Métodos e técnicas de pesquisa social. 5. ed. São Paulo: Atlas.
- Groof, C., (2000). Cost of Capital in the Electricity Industry. Working paper, Finance and Economics Network of Experts.
- Guthrie, G. (2006). Regulating infrastructure: The impact on risk and investment. *Journal of Economic Literature*, 44(4), 925-972.
- Huback, V. B. S. D. (2018). Medidas ao Combate a Perdas Elétricas Não Técnicas em Áreas com Severas Restrições à Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.
- Instituto Acende Brasil (2017). Perdas Comerciais e Inadimplência no Setor Elétrico. White Paper 18, São Paulo, 40 p.
- Irwin, T. (2003). Public Money for Private Infrastructure: Deciding When to Offer Guarantees, Output-Based Subsidies, and Other Forms of Fiscal Support. The World Bank.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2007). Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain. *Energy Policy*, 35(12), 6163-6187.
- Joskow, P. L. (2008). Incentive regulation and its application to electricity networks. *Review of Network Economics*, 7(4).
- Kaufmann, D., Kray, A., Lobatón, Z. (1999). Governance matters. Policy Research Working Paper., 60 p.
- Kritzman M., Page, S., & Turkington, D. (2010). In defense of optimization: the fallacy of 1/ N. *Financial Analysts Journal*, 66 (2), 31-39.
- Laffont, J.J., Tirole, J. (1993). A Theory of Incentives in Procurement and Regulation.
- Malvessi, O. L. (2000). Criação ou destruição de valor ao acionista. *Revista Conjuntura Econômica*, 54(1), 42-44.
- Markowitz, Harry. (1952). Portfolio Selection. *Journal of Finance*, 7(1), 77-91.
- Michalak, A. (2014). The Application of Build-up Approach in Cost of Equity Calculation of Mining Enterprises, 175-183. ToKnowPress.
- Miguti, C., Brandão, R., Castro, N., Braga, K., Torres Filho, E. T., Oliveira, V. R. (2017) A Alocação de Riscos no Setor Elétrico Brasileiro: Desafios e Possibilidades. Rio de Janeiro: XXIV SNPTEE.
- Neto, A. A. (2003). *Finanças Corporativas e Valor*, 7ª edição.
- Neto, A. A. (2014) *Valuation: métricas de valor & avaliação de empresas*. 1ª. ed. São Paulo. Atlas.
- Neto, A. A., Lima, F. G., & de Araújo, A. M. P. (2008). Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil. *Revista de Administração-RAUSP*, 43(1), 72-83.

- Oliveira, F. N., Paula, E. L. (2008). Determinando o grau ótimo de diversificação para investidores usuários de home brokers. *Revista Brasileira de Finanças*, 6 (3), 437-461.
- Pedrosa, P. (2005). Desafios da regulação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos.
- Pereira, A. L. (2014). Riscos e Incertezas associados aos investimentos no mercado Financeiro. *Periódico Científico em Produção*, 5. ed.
- Pflug G. C., Pichler, A., & Wozabal, D. (2012). The 1/N investment strategy is optimal under high model ambiguity. *Journal of Banking & Finance*, 36 (2), 410-417.
- Pinto, M. B. (2006). Repartição de riscos nas parcerias público-privadas. *Revista do BNDES*, 13(25), 155-182.
- Pires, J. C. L., Piccinini, M. S. (1998). Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro.
- Pires, J. C. L., Piccinini, M. S. (1998). Modelos de regulação tarifária do setor elétrico.
- Pompermayer, F. M., da Silva, E. B., F. (2016). Concessões no Setor de Infraestrutura: propostas para um novo modelo de financiamento e compartilhamento de riscos (No. 2177). Texto para Discussão, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).
- Ponchirolli, O. (2007). A Teoria da Complexidade e as Organizações.
- Rezende, S. M. D., Pessanha, J. F. M., Amaral, R. M. (2014). Avaliação cruzada das distribuidoras de energia elétrica. *Production*, 24(4), 820-832.
- Rocha, K., Bragança, G. F. D., & Camacho, F. (2006). Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa.
- Ross, S. A.; Westerfield, R. W.; Jaffe, J.; Lamb, R. (2013). *Administração Financeira*. 10 ed. São Paulo: AMGH Editora.
- Rothballe, C. (2012). *Infrastructure Investment Characteristics: Risk, Regulation, and Inflation Hedging*.
- Rubesam, A., Beltrame, A. L. (2013). Carteiras de variância mínima no Brasil. *Revista Brasileira de Finanças*, 11(1), 81-118.
- Sabal, J. (2008). A practical approach for quantifying country risk. *Journal of Globalization, Competitiveness & Governability*, 2(3), 50-63.
- Saurin, V., Lopes, A. L. M., da Costa, N. C. A., Jr., Gonçalves, C. A. (2013). Medidas de eficiência e retorno de Investimento: um estudo nas distribuidoras de energia elétrica brasileiras com base em Data Envelopment Analysis, Índice de Malmquist e ROI. *Revista de Administração da Universidade Federal de Santa Maria*, 6(1), 25-38.
- Schmidt, P., dos Santos, J.L., Martins, M.A. (2006). *Avaliação de Empresas: Foco na análise de desempenho para o usuário interno*. São Paulo: Atlas.
- Sharpe, W. F. (1964) Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk. *The Journal of Finance*, 19(3), 425-442.
- Shleifer, A. (1985). A Theory of Yardstick Competition, *Rand Journal of Economics*, 16, 319-327.
- Silva, W. A. C. (2007). *Investimento, Regulação e Mercado: Uma Análise do Risco no Setor Elétrico*.

- Sirtaine, S., Pinglo, M. E., Guasch, J. L., Foster, V. (2005). How profitable are private infrastructure concessions in Latin America?: Empirical evidence and regulatory implications. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 45(2-3), 380-402.
- Snowden, D.J., Boone, M.E. (2007). A leader's framework for decision making. – *Harvard Business Review*.
- Steward, S. (2010). *Rentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro (1998-2009)*. São Paulo: Instituto Acende Brasil.
- Steward, S. (2011). *Uma Avaliação da Rentabilidade do Setor Elétrico*. São Paulo: Instituto Acende Brasil.
- Stewart, G.B., (1991). *The Quest For Value*. Harper Business.
- Stigler, G. J. (1971). The theory of economic regulation. *The Bell journal of economics and management science*, 3-21.
- Taffarel, M., da Silva, W. V., & Clemente, A. (2013). Risco regulatório e reação do Mercado: análise do setor de energia elétrica brasileiro. *Revista Universo Contábil*, 9(1), 121-134.
- Ter-Martirosyan, A. (2003). The effects of incentive regulation on quality of service in electricity markets. Dpt. Of Economics, George Washington University, Working Paper.
- Todeschini, C., de Mello, G. R. (2013). Rentabilidade e sustentabilidade empresarial das empresas do setor de energia. *Revista Contabilidade e Controladoria*, 5(3).
- Tostes, F. P. (2007). *Gestão de risco de mercado – metodologias financeira e contábil*.
- Tsuji, C. (2006). Does EVA beat earnings and cashflow in Japan? *Applied Financial Economics*, 16(16), 1199–1216.
- Urani, A., Fontes, A., Franco, S. (2008). Efeito do Ambiente Socioeconômico sobre as Perdas Não Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica.
- Viljainen, S. (2005). Regulation design in the electricity distribution sector: theory and practice.